

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»
Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы	
Совершенствование технических средств и технологий гравийной прифильтровой зоны скважин	

УДК 622.245.65-048.78

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Попов Тимофей Валерьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хорев Владимир Сергеевич	К.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Жаворонок Анастасия Валерьевна	—		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

По разделу, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики).
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i> .
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i> .
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в
сложных горно-геологических условиях»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Ковалев

А.В.
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Попову Тимофею Валерьевичу

Тема работы:

Совершенствование технических средств и технологий гравийной прифилтровой зоны скважин	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является разработка дезинтегрируемого гравийного фильтра(ДГФ) обладающего значительными прочностными характеристиками. Рассмотрены конструкции дезинтегрируемого гравийного фильтра, обладающей значительной прочностью и разработка рецептуры раствора для склеивания гравия.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений науки и техники в рассматриваемой области; 2. Проведение экспериментального исследования по разработке рецептуры для склеивания гравия. 3. Финансовый менеджмент; 4. Социальная ответственность; 5. Перевод одной из основных частей

	литературного обзора на английский язык;
Перечень графического материала	Необходимость в графических материалах отсутствует.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Ассистент, Жаворонок Анастасия Валерьевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, к.т.н., Задорожная Татьяна Анатольевна
Разделы, выполненные на иностранном языке	Доцент, к.ф.н., Болсуновская Людмила Михайловна
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Gravel Packing	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хорев Владимир Сергеевич	К.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Попов Тимофей Валерьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Попову Тимофею Валерьевичу

Школа	ИШПР	Отделение	нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	«Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических и человеческих ресурсов на проведение опытов в лаборатории буровых промысловых и тампонажных растворов
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	SWOT-анализ проекта
2. Планирование и формирование бюджета научно-исследовательских работ	Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1.Расчет материальных затрат научно-технического исследования 2. Основная заработная плата исполнителей темы 3. Отчисления во внебюджетные фонды 4. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Матрица SWOT 2. Календарный график проведения НТИ	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Жаворонок Анастасия Валерьевна	—		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Попов Тимофей Валерьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ6Д		Попову Тимофею Валерьевичу	
Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом является создание гравийного фильтра в призабойной зоне скважины. Работа осуществляется. Способ создания гравийного фильтра в скважине включает вскрытие продуктивного пласта перфорированной обсадной колонной, намыв гравия в пространство обсадной колонны в интервале перфорации и в пространство каверн за обсадной колонной с гидроуплотнением призабойной зоны пласта (ПЗП). Время работ созданию гравийного фильтра – осенний и осенне-зимний период.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	Работа по созданию гравийного фильтра непосредственно связана рядом вредных факторов, что может снизить производительность труда. К таким факторам можно отнести: 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Тяжесть и напряженность физического труда; 3. Превышение уровней шума; 4. Превышение уровней вибрации
1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	На объекте спуска фильтра в призабойную зону пласта могут возникать опасные ситуации для рабочего персонала, к ним относятся: 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 2. Электрический ток; 3. Пожароопасность
2. Экологическая безопасность:	При создании гравийного фильтра будет оказываться негативное воздействие, в основном, на состояние земельных ресурсов и атмосферного воздуха. 1. Охрана земельных ресурсов и растительного мира; 2. Охрана атмосферного воздуха.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	В районе деятельности работ по созданию гравийного фильтра, возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций различного характера. <i>Одним из основных таких является – пожар*</i> .
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Специальные правовые нормы трудового законодательства.

Дата выдачи задания

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Задорожная Татьяна Анатольевна	К.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Попов Тимофей Валерьевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»
Отделение нефтегазового дела
Уровень образования: Магистратура
Период выполнения: (весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Выполнение литературного обзора</i>	<i>50</i>
	<i>Проведение лабораторных исследований</i>	<i>40</i>
	<i>Устранение недочетов в работе</i>	<i>10</i>

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Аннотация

В первой части дипломного проекта рассматриваются проблемы выноса песка в скважинах, а также основные методы борьбы. Можно выделить два возможных направления решения проблемы: технологические и механические. Проанализировав эти методы, можно сделать вывод: механические методы являются наиболее простыми и доступными, поэтому получили наибольшее распространение. К ним относится оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различной конструкции. Соответственно они нуждаются в более детальном рассмотрении из-за своей простоты, а значит и большей рентабельности.

Во второй части дипломного проекта приведен анализ конструкций фильтров. Рассмотрены их достоинства и недостатки и сделаны выводы: гравийные фильтры обладают существенными преимуществами перед фильтрами других конструкций. Исходя из данного вывода, были подробно рассмотрены конструкции гравийных фильтров. Существует две основных группы гравийных фильтров – создаваемые на поверхности и создаваемые на забое. Несмотря на все преимущества перед остальными видами фильтров, они так же имеют свои недостатки. Важным недостатком таких фильтров являются: большие временные затраты на формирование фильтра на забое и необходимость увеличения диаметра скважины и расширения фильтровой зоны скважины. В связи с данными выводами появилась необходимость в совершенствовании технических средств и технологий гравийной обсыпки прифильтровой зоны технологических скважин.

В третьей части дипломного проекта разрабатывается:

1. Конструкция дезинтегрируемого гравийного фильтра, обладающей значительной прочностью.

2. Разработка рецептуры раствора для склеивания гравия.

Разработка рецептуры раствора для склеивания гравия, основная задача данной работы. Научная новизна заключается в выборе склеивающего реагента, а так же в поиске и апробировании различных

растворителей, направленных на разрушение склеенной конструкции, адаптированных под состав определенной рецептуры. Основой для склеивания гравия был предложен битум. Используемые растворители: уайт-спирит, керосин, ацетон, растворитель 646, бензин «Калоша». Последовательность исследований:

1. Определение процентного содержания гравия и раствора для его склеивания.
2. Проверка прочностных характеристик полученных образцов.
3. Поиск растворителей адаптированных под состав раствора и растворение полученных образцов.
4. Анализ полученных результатов.

В четвертой части проводится расчет экономической эффективности указанного метода увеличения продуктивности скважины при реализации гидравлического разрыва пласта с созданием гравийного фильтра на забое скважины. Также отражены и проведены расчеты всех видов расходов, направленных на проведение научного исследования.

Затраты на выполнение научно-исследовательского проекта включают в себя следующие элементы:

- затраты на специальное оборудование и рабочие компоненты;
- затраты на оплату труда;
- затраты на страховые взносы в государственные внебюджетные фонды;
- накладные расходы

В пятой части дипломной работы рассмотрена социальная ответственность работника нефтегазовой отрасли. Описаны виды вредного воздействия на окружающую среду. Проведен анализ всех опасных и вредных факторов рабочей зоны, таких как: шум, метеорологические условия, электромагнитное излучение, вредные вещества, электрический ток и пожар.

Определения, сокращения, обозначения

ДГФ – дезинтегрируемый гравийный фильтр

ПЗП – призабойная зона пласта

ПАВ – поверхностно-активные вещества

СССР – Союз Советских Социалистических Республик

ГДР – Германская Демокративная Республика

ФРГ – Федеральная Республика Германии

ПХГ – подземные хранилища газа

ССФ – сульфит-спиртовая барда

КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ГОСТ – государственный стандарт

Введение	12
1. Теоретическая часть	14
1.1 Актуальность проблемы	14
1.2 Методы борьбы с пескопроявлением	15
1.3 Фильтры кожуховые с гравийным заполнителем.	38
1.4 Фильтры блочного типа.	Ошибка! Закладка не определена.
1.5 Фильтр в фильтре.....	Ошибка! Закладка не определена.
1.6 Гравийные фильтры.....	39
1.7 Теоретические основы применения гравийного фильтра.	43
1.8 Условия применения и подбора гравийных фильтров.....	46
1.9 Способ обратной циркуляции.....	47
2. Экспериментальная часть.....	59
2.1 Методика подготовки образцов гравий-гильзы	60
2.2 Методика испытаний образцов дезинтегрируемых гравийных фильтров.....	62
2.3 Результаты экспериментальных исследований.....	63
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	67
3.1 Расчет объема дополнительной добычи нефти	72
3.2 Затраты на аренду спецтехники.....	72
3.3 Затраты на материалы и реагенты.....	74
3.4 Затраты на оплату труда	75
3.5 Страховые взносы.....	76
3.6 Накладные расходы	77
3.7 Экономическая эффективность от внедрения метода	77
4. Социальная ответственность при создании гравийного фильтра в прифилтровой зоне технологической скважины.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.1 Профессиональное и социальная безопасность	Ошибка! Закладка не определена.
Профессиональная социальная безопасность	Ошибка! Закладка не определена.
4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	Ошибка! Закладка не определена.
4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	Ошибка! Закладка не определена.
4.2 Экологическая безопасность	Ошибка! Закладка не определена.
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Ошибка! Закладка не определена.
Список литературы.....	83
Приложение А	87

Введение

Для нормального функционирования оборудования, необходимо всеми методами бороться с пескопроявлениями. Слабосцементированный пласт с большим содержанием песка, частицы которого могут попадать на забой скважины, разрушать пласты, вызывать пробки, обвалы в стволе. Эти повреждения могут привести к полному отказу оборудования, поэтому любые пескопроявления необходимо устранять.

Можно выделить два возможных направления решения проблемы: технологические и механические.

Технологические методы основаны на изучении механических свойств породы пласта в начальных условиях и их изменений при нарушении равновесного состояния термогидродинамической системы. К данным методам можно отнести регулирование создаваемой депрессии на пласт в зависимости от напряжённого состояния пластов, ориентирование перфорации скважин, метод холодной добычи высоковязкой нефти и другие. Механические методы являются наиболее простыми и доступными, поэтому получили наибольшее распространение. К ним относится оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различной конструкции. В данной работе рассмотрены гравийные фильтры, обладающие существенными преимуществами перед фильтрами других конструкций: стабильность работы, более высокие показатели приемистости закачивающих и дебита откачивающих скважин.

Существует две основных группы гравийных фильтров – создаваемые на поверхности и создаваемые на забое. Гравийные фильтры, создаваемые на поверхности (кожуховые, корзинчатые, блочные) относительно малопродуктивны, достаточно быстро кольматируются, сложны и дороги при производстве и сложны при установке в скважине. Кроме того, после спуска фильтра в скважину, необходимо производить обсыпку второго слоя гравитационным способом, что увеличивает временные затраты. Гравийные фильтры, создаваемые на забое при всех достоинствах не всегда обеспечивают высокого качества гравийной обсыпки. При этом для обеспечения необходимой толщины засыпки

требуется увеличение диаметра скважины и расширения фильтровой зоны скважины. Все это приводит к увеличению временных и финансовых затрат[1]. С целью сокращения затрат для оборудования фильтровой части при сооружении скважин, возникла необходимость в создании и разработке технических средств и технологий гравийной обсыпки прифильтровой зоны продуктивных пластов.

Целью выполненной работы является совершенствование технических средств и технологий гравийной прифильтровой зоны скважин.

Исходя из поставленной цели, и в результате анализа состояния проблемы, сформулированы следующие основные **задачи** исследования:

1. Провести литературный обзор по плану:

- 1.1. Задачи, решаемые при гравийной обсыпке прифильтровой зоны технологических скважин.

- 1.2. Обзор технических и технологических решений для гравийной обсыпки прифильтровой зоны скважин различного назначения.

- 1.3. Обзор технологий гравийной обсыпки, применяемых производственными организациями, занимающихся бурением нефтяных и газовых скважин.

2. Провести экспериментальные исследования в лабораторных условиях.

3. Сформулировать выводы и рекомендации.

Методика решения поставленных задач основана на изучении и обобщении теоретических знаний по рассматриваемой проблеме, проведении опытно-лабораторных испытаний и поиске рациональной конструкции гравийного фильтра.

1. Теоретическая часть

1.1 Актуальность проблемы

Разработка неустойчивых пластов практически всегда сопровождается выносом песка. Это может привести к снижению темпа отбора, повреждению оборудования на поверхности и в скважине и росту эксплуатационных затрат. Учитывая большое количество исследований, направленных на борьбу с выносом песка проблема пескопроявления остается актуальной и требующей решения за счет использования новых подходов в ее изучении.

С проблемой пескопроявления занимались такие видные российские и зарубежные ученые, как: А.Н. Адонин, А.Д. Амиров, В.А.Аммян, Г.А. Бабалян, Ф. Боземан, В.В. Гольдштейн, С.В. Избаш, В.С. Истомина, К. Коберли, Р.И. Котяхов, С.М. Кулиев, М. Маскет, И.И. Маслов, Л.С. Мелик-Асланов, А.Х. Мирзаджанзаде, Д.М. Минц, А.Н. Патрашев, А.М. Пирвердян, Э.М. Рустамов, А.Б. Сулейманов, Н.Н. Шаньгин, А.А. Шахназаров, Ю.М. Шехтман и другие. Одной из весьма острых проблем эксплуатации газовых скважин, пласты которых образованы песками и слабосцементированными породами, является разрушение призабойной зоны пласта и поступление в скважины песка, что ведет к образованию глинисто-песчаных пробок на забое и в насосно-компрессорных трубах. Это приводит к снижению дебитов природного газа, разрушению обсадных колонн и фильтров, износу внутрискважинного и наземного оборудования, влечет значительные экономические потери вследствие снижения производительности, увеличения затрат на текущий и капитальный ремонт скважины, очистку газа от механических примесей. [2]

Решение данной проблемы является актуальной задачей и требует разработки комплексного метода и технологии крепления призабойной зоны скважины с одновременным сохранением фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

На сегодняшний день существует ряд технологий для укрепления призабойной зоны пласта и предотвращения выноса песка, которые

используются в зависимости от конструкции забоя скважин, времени эксплуатации, геологических и температурных параметров. С этой целью применяются химические, механические и комбинированные методы крепления пород пласта в призабойной зоне скважин. Использование механических методов является дорогостоящей операцией, малоэффективно и не решает проблему разрушения пласта-коллектора. [1]

Применяемые химические методы предотвращения выноса песка в скважины основаны на использовании полимерных композиций, смесей цемента с различными наполнителями, эпоксидных, фурановых, сланцевых, формальдегидных смол. Однако те из них, которые показывают достаточно высокую эффективность укрепления призабойной зоны пласта с образованием прочного тампонажного камня ухудшают при этом фильтрационно-емкостные свойства коллектора. А те составы, при закачке которых сохраняется высокая проницаемость пласта-коллектора, не достаточно надежно фиксируют породу, имеют сложную технологию приготовления, многокомпонентный состав и ограниченные температурные интервалы применения. [1]

1.2 Методы борьбы с пескопроявлением

Изучение современной научной информации в области методов борьбы с пескопроявлениями приводит к выводу, что в некоторых случаях представления, использовавшиеся несколько десятилетий назад, являются недостаточно убедительными из-за отсутствия теоретического сопровождения. В настоящее время проводится большое количество исследований, целью которых является проблемы выноса песка.

В своей диссертационной работе Нескин В.А. выявил необходимость предотвращения пробкообразования при испытании и эксплуатации скважин, повышения их производительности, уменьшения затрат на капитальный и текущий ремонт.

Можно выделить два возможных направления решения проблемы:

- установка фильтров различной конструкции (проволочные, щелевые, гравийные др.);
- закрепление пород в призабойной зоне с использованием

различных способов и материалов (тампонажные составы, смолы, химические растворы и т.д.).[3]

Следует отметить, что пескопроявление в некоторых случаях может играть и положительную роль в случае эксплуатации маломощных пластов, сложенных из малопроницаемых пород. Вынос песка и частичек разрушенных пород из таких пластов приводит к увеличению проницаемости призабойной зоны и, как следствие, к увеличению дебита скважины.

С этой точки зрения методы эксплуатации скважин с пескопроявлением подразделяют на две обширные группы:

- эксплуатация скважин с выносом песка на поверхность;
- эксплуатация скважин с предотвращением выноса песка из пласта.

На рисунке 1 представлены основные методы эксплуатации скважин с пескопроявляющими коллекторами.



Рисунок 1 – Методы эксплуатации скважин с пескопроявляющими коллекторами

В таблице 1 представлена матрица применимости каждого из методов в зависимости от условий пескопроявления.

При выборе способа борьбы с выносом песка в скважину учитывается ряд факторов. Большое значение имеет конструкция забоя скважин. При заканчивании скважин с открытым забоем, как правило,

используются механические или комбинированные способы. Химические методы закрепления песка применяются, в основном, в новых скважинах, где еще не успели образоваться каверны из-за выноса песка. При выборе способа борьбы с выносом песка учитываются температурные ограничения. Для химических методов допускаемые пределы температур составляют 16-175 °С, для механических методов таких ограничений нет, кроме тех случаев, когда при образовании набивок используются нефть или загущенные растворы.

Таблица 1 - Матрица критериев применимости методов защиты от песка

Методы защиты		Суть технологии	Область защиты	Критерии применения
Без защиты		-	-	Маломощные пласты сложенные из малопроницаемых пород
Механические	Применение фильтрующих систем, шламоуловителей	Установка фильтров и другого оборудования ниже и выше насоса для предотвращения попадания в него песка	Прием насоса, насос	Слабый и умеренный вынос песка без пересыпания забоя
Химические	Закачивание смол и их композиций в ПЗП	Создание пористого экрана в пласте для предотвращения разрушения коллектора	Интервал перфораций, Прием насоса, насос	Интенсивный вынос песка с пересыпанием забоя
	Применение специальных цементов			
Физико-химические	Применение RCP проппанта	Создание проппантной упаковки за эксплуатационной колонной и в пласте	Интервал перфораций, прием насоса, насос	Интенсивный вынос песка с пересыпанием забоя и образованием

				каверн
	Коксование нефти в ПЗП	Создание проницаемого и пористого фильтра		Слабый и умеренный вынос песка без пересыпания забоя

К технологическим методам предотвращения пескопроявления в скважинах относятся, прежде всего, регулирование отборов флюидов из скважины. При этом определенное значение имеет вязкость флюида в пластовых условиях. Чем выше вязкость флюида, тем меньший градиент давления может быть критическим, то есть таковым, при котором начинается вынос песка. [4]

Газ имеет значительно более низкую вязкость, чем вода или, тем более, тяжелая смолистая нефть. Поэтому газовый пласт, сложенный слабосцементированными песчаниками, может подвергаться более значительным депрессиям, поэтому в процессе разработки газового месторождения по мере отбора газа происходит стягивание контура водоносности или подъем подошвенной воды, благодаря чему вода приближается к эксплуатационной газовой скважине и, в конце концов, поступает на забой. Если песчаник сцементирован глинистым или известковистым материалом, то вода по мере ее отбора из скважины постепенно вымывает этот материал, способствуя разрушению пласта даже при более низких депрессиях, чем первоначально.

Для первой группы методов характерным является применение различных технико-технологических решений по обеспечению очистки поступающего в скважину песка в призабойной зоне или предупреждению его негативного воздействия на скважинное оборудование.

Более эффективны методы борьбы с пескопроявлением, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. С этой целью применяются химические, физико-химические, механические

методы и их комбинации для крепления пород пласта в призабойной зоне скважин.

К физико-химическим относятся методы закрепления коллекторов путем коксования нефти в призабойной зоне, а также сочетание физических и химических методов, например, создание проппантного фильтра в призабойной зоне скважины.

Химические методы основаны на искусственном закреплении призабойной зоны пласта смолами, цементом с соответствующими наполнителями.[4]

Вынос песка и разрушение ПЗП может быть предупреждено при помощи крепления несцементированных песчаных пород различными химическими реагентами, обеспечивающими достаточно прочное соединение отдельных частиц породы. Крепление слабых пород в скважинах начали применять в середине 40-х годов. Для этой цели применялись различные типы материалов, в частности, нефтяной кокс, никель, битум и др. В настоящее время все методы химического крепления основаны на закачке в пласт пластмасс, которые затем твердеют и цементируют песок, как у нас в стране, так и за рубежом.

Химический метод крепления пород применяются в следующих условиях:

- небольшой интервал обработки (до 3 м), при применении специального оборудования можно увеличить его за счет поинтервальной обработки;
- в скважине отсутствуют механические устройства;
- пласт представлен хорошо отсортированным песком;
- обработка пласта ведется на расстоянии до 1,2 м по радиусу от стенки скважины.

Разработан метод крепления слабосцементированных пород с наличием каверн в ПЗП вспененными смолами.

Несмотря на кажущуюся легкость проведения работ по закреплению песком смолами этот метод не нашел повсеместного распространения из-за его высокой стоимости, большого количества

неудачных обработок, многокомпонентного состава закрепителей, недостаточного интервала разовой обработки, снижения проницаемости пласта-коллектора в призабойной зоне скважины. Также возможно, что с течением времени произойдет снижение начальной прочности искусственно сцементированной породы на 30...40%. [5]

По словам Королева А.С. химический метод основан на искусственном закреплении призабойной зоны пласта смолами, которые будут выполнять в дальнейшем роль фильтра. Технология крепления смолами основана на применении метода тампонирования под давлением с использованием полимерных составов, включающих синтетическую смолу, соответствующий отвердитель и реагенты для повышения прочности и проницаемости закрепленной зоны пласта. Известно достаточно много способов крепления с помощью этой технологии, основное их отличие заключается в компонентах отверждаемого полимерного состава. Главным компонентом, определяющим весь остальной состав, являются смолы, в качестве которых могут использоваться следующие соединения. [14]

Карбамидные смолы. [6] К достоинствам данной композиции относится легкодоступность, нетоксичность компонентов и простота ее применения. Недостатками данного состава является существенное снижение проницаемости призабойной зоны и низкая прочность скрепления. Фенолформальдегидные смолы [7]. К достоинствам данного состава относится низкое снижение проницаемости (до 7%) и высокая прочность скрепления. Но, несмотря на существенные плюсы этого состава, область его применения ограничена ввиду токсичности. Фурановые смолы, основой которых выступает фурфуриловый спирт [8]. Из плюсов данной композиции только доступность компонентов. Из минусов – токсичность компонентов, недостаточная прочность скрепления. Полиуретановые смолы [9]. Недостатки данного состава: снижение проницаемости и токсичность отдельных компонентов смеси. Имеются также составы [10], не содержащие токсичных компонентов, что выгодно выделяет их на фоне остальных составов, содержащих полиуретановые

полимеры. Также одним из достоинств является возможность регулирования проницаемости и прочности варьированием доли компонентов. Ацетонформальдегидные смолы [6]. Данная композиция обладает значительной прочностью скрепления с сохранением высокой проницаемости. Тем не менее, в его составе присутствуют концентрированные кислоты, ограничивающие его применение, и алюминиевая пудра, плохое диспергирование которой может привести к образованию непроницаемого экрана. Резолформальдегидные смолы [11]. Из достоинств данного состава: высокая прочность скрепления и незначительное снижение проницаемости призабойной зоны. Из недостатков: токсичность применяемых компонентов. Эпоксидные смолы [12]. Достоинством этой композиции является наибольшая прочность из всех вышеописанных, однако снижение проницаемости при его использовании достигает 40%. Также к недостаткам относится необходимость применения высокотоксичных компонентов. Кремнийорганические смолы [9]. Недостатками данного состава являются: снижение проницаемости на 40- 50%.

Проведенный Короленко А.С. анализ различных способов предотвращения выноса песка показал, что на сегодняшний день универсального способа не существует. Выбор способа должен быть экономически оправдан. По мнению автора данной статьи, одним из ключевых критериев является возможность осуществления всех операций без привлечения буровой установки. Исходя из этого, наиболее оптимальным является химический метод. Однако широкое внедрение химического метода сдерживается существенным снижением проницаемости призабойной зоны и недостаточной прочностью скрепления. Поэтому ученым и специалистам необходимо провести детальные исследования, направленные на решение данных проблем.

В какой-то мере теоретические предложения, высказанные Короленко А.С., имели подтверждение экспериментом Тананыхина Д.С., что химический метод борьбы с выносом песка является наиболее эффективным методом. По мнению Тананыхина Д.С. более целесообразно

использовать методы с предотвращением выноса песка, то есть с его креплением в призабойной зоне одним из множества разработанных на сегодняшний момент способов. Все методы крепления слабосцементированных пород условно подразделяются на пять групп: механические, физико-химические, технологические, химические методы и их комбинации.

Единственным методом, позволяющим не сдерживать вынос песка, а повышать прочность породы является химический. При проведении работ по креплению слабосцементированных пород призабойной зоны нефтяных и газовых скважин химическими растворами происходит реагирование химических веществ. Условно все реакции можно разделить на три группы:

- последовательная закачка химических веществ;
- реагирование веществ, как между собой, так и с вмещающими флюидами и породой;
- извлечение продуктов реакции.

Так как для проведения обработок скважин по данной технологии используются водные растворы химических веществ с низкой вязкостью, то осложнений при закачке их в призабойную зону не возникает. При закачке тампонирующего состава происходит его мгновенное реагирование с ранее закаченным химическим веществом. В результате реакции образуется закупоривающий осадок, способный удерживать слабосцементированные зерна породы вместе.

При внедрении в призабойную зону растворов химических веществ начинается их реагирование не только между собой, но и с породой, и с вмещаемыми флюидами. В первую очередь, вступают в реакцию флюиды, поскольку одни из них покрывают стенки поровых каналов, а другие заполняют все остальное пустотное пространство. Взаимодействие пластовых и техногенных вод с химическими реагентами зависит от степени их минерализации. При небольших минерализациях и содержания солей кальция и магния, их влияние не велико. Но при повышении концентрации этих солей, они вступают в реагирование с активными

веществами, в результате часть активных веществ расходуется с образованием кольматантов. Более сложные процессы происходят при взаимодействии жидких углеводородов с щелочами.

Установлено, что безусловно положительным свойством щелочей является омыление ими жирных кислот, в небольших количествах содержащихся в нефти. Таким образом, щелочь может выполнять роль ПАВа, способствующего снижению гидравлических сопротивлений потоку в призабойной зоне. Щелочи, в некоторой степени растворяют цемент коллектора, если он состоит из опала. Таким образом, применение щелочей для воздействия на минеральные группы коллекторов весьма ограничено. При освоении эксплуатационных скважин после проведения операций по креплению слабосцементированных пород будет происходить вынос химических веществ, не вступивших в реакцию. Для скрепления слабосцементированных пород на базе Санкт-Петербургского государственного горного университета были проведены эксперименты по закачке в пласт крепящих агентов. Через насыпную модель осуществляли последовательную прокачку водного раствора хлористого кальция и, в качестве тампонирующего состава, водный раствор гидроксида натрия (гидрокарбоната натрия). В результате реакции, ионы кальция образуют нерастворимое в воде соединение, т.е. в поровом объеме образуется закупоривающий осадок в виде тонкодисперсной взвеси, а на стенках поровых каналов в виде твердых микрокристаллов. Закачку каждого из указанных растворов производят равными порциями. Предполагается, что полученный в пластовых условиях осадок будет также препятствовать прорыву пластовых вод, путем изоляции водопроявляющих участков пласта устойчивым в воде осадком, за счет этого будет происходить подключение в разработку застойных и слабодренируемых зон пласта. Их эффективность определяется достаточной устойчивостью пород после крепления без значительного ухудшения коллекторских свойств. Работы проводились как на насыпных моделях пласта (рис.2), так и на естественных образцах керна.

На основе ряда проведенных экспериментов в качестве профилактических работ по предупреждению пескопроявления рекомендуется использовать метод гидрофобизации, который заключается в отверждении, либо гелеобразовании гидрофобизирующих составов при попадании в обводненные интервалы пласта. В результате чего происходит скрепление слабосцементированных пород призабойной зоны, а также селективное тампонирующее водонасыщенных интервалов пласта, тем самым ограничивается приток пластовой воды в скважину, которая, как известно, также способствует разрушению слабосцементированных пород.

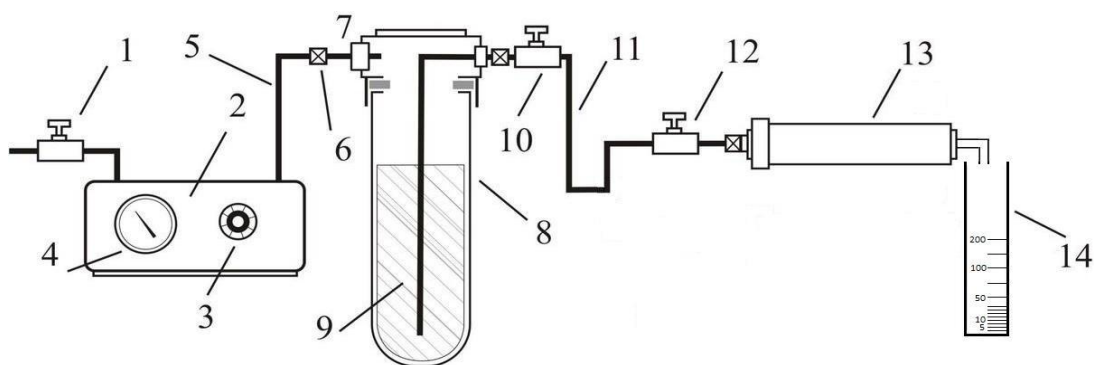


Рисунок 2 - Схема лабораторной установки насыпной модели пласта ТВР-804 (Coretest systems – переоборудованная модель)[14]
1 - клапан подачи воздуха (ввод); 2 - установка для создания давления; 3 - регулятор подачи воздуха; 4-манометр давления воздуха; 5 - трубка подвода воздуха к накопителю жидкости; 6 - соединительный элемент трубок; 7 - накопитель жидкости; 8 - нижняя емкость накопителя жидкости (сменная); 9 - фильтруемая жидкость; 10 - клапан подачи жидкости; 11 - трубка подачи жидкости; 12 - клапан на входе в кернодержатель; 13 – кернодержатель; 14 – мерная емкость.

После проведения эксперимента Тананыхин Д.С. пришел к выводу, что:

- применение гидрофобизирующих реагентов положительно влияет на фильтрацию нефти в призабойной зоне нефтяного пласта;
- обработка нефтяной скважины гидрофобизирующими реагентами позволяет снизить проницаемость по воде в нефтеносных интервалах пласта и увеличить критический перепад давления, при котором начинается вынос песка;

- снижение проницаемости при моделировании газовой скважины после обработки насыпной модели пласта по газу водным раствором CaCl_2 и NaOH составляет 12 – 18%, по жидкости 11 – 13 %;

- снижение проницаемости при моделировании нефтяной скважины после обработки насыпной модели пласта по жидкости водным раствором CaCl_2 и NaHCO_3 составляет 51 – 68 %. Но, при этом, значительно увеличивается прочность породы, следовательно, становится возможным увеличение депрессии на пласт, тем самым поддерживая уровень добычи на прежнем уровне. [15]

Авторами Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. был разработан один из вариантов комбинированного способа – это предотвращение выноса песка с помощью фильтра из осмоленного гравия. Этот способ предусматривают установку гравийного фильтра с одновременным его закреплением. Смесь, приготовленная на поверхности, состоит из высоковязкой нефти, гравия, катализированной смолы на основе ароматического полиамина и связывающего реагента. Концентрация гравия составляет 1800 кг/м^3 , расход смолы – 3,8 л на 40 кг гравия, вязкость смеси колеблется от 1000 до 1500 мПа*с. В качестве жидкости-носителя используется высоковязкая нефть. Предел прочности сцементированного гравийного массива составил от 10 до 17 мПа. Последовательность закачки следующая: кислота, очищающий агент (изопропиловый спирт), дизельное топливо, высоковязкий разделитель, гравийная пульпа, высоковязкий разделитель, дизельное топливо, продавочная жидкость. Предложенный способ применялся на нефтяных месторождениях в Луизиане, Техасе, Калифорнии (свыше 600 обработок). Средняя длина интервалов обработки составляет около 2,4м. успешный результат отмечен в 84% скважин от общего количества обработанных. [2]

Фирмой «Halliburton services» разработан процесс СОПРАС 5, использующий фурановую смолу. Смесь приготавливают на поверхности из дизельного топлива, смолы и гравия, при смешивании гравий покрывается тонкой пленкой смолы. Полученная пульпа закачивается при низких скоростях и низких концентрациях гравия. Катализатор

закачивается в скважину с отдельной жидкостью после того, как гравий и смола находится уже в ПЗП. [5]

Процесс СОПРАС-2 5 отличается от предыдущего тем, что катализатор отверждения и остальные компоненты смеси смешиваются на поверхности. В качестве жидкости-носителя можно применять загущенное масло. Концентрация гравия превышает 1800 кг/м^3 .

Фирма «Dowell» 5 разработала способ «Sandlock», в котором для покрытия гравия применяется эпоксидная или фенольно-фурановые смолы. Концентрация гравия высокая (до 1800 кг/м^3). Набивка допускает напряжение на сжатия до 21 МПа.

Комбинированный способ согласно Арестову Б.В. основывается на закачке в обсаженных скважинах через перфорированные отверстия в пласт, предварительно обработанный пластиковым раствором и намыв гравийного фильтра. Последовательность операций следующая: закачка закрепляющего пластикового раствора перед гравийной смесью с целью закрепления стенок каверн во избежание смешивания пластового песка с гравием; закачка крупнозернистого гравия с размером зерен 2,5...3 мм или 4,2...5,9 мм, чтобы свести к минимальному снижению проницаемости гравийного массива, особенно в перфорированных отверстиях; использование щелевого фильтра, рассчитанного на задержание не только гравия, но и пластового песка; продавка в каверну гравийной смеси при давлении, превышающее давление гидравлического разрыва пласта. Щелевой фильтр спускается после продавки гравийной смеси. Возможен также вариант предварительного спуска фильтра, тогда закачку смеси ведут через специальное устройство, расположенное над фильтром. [5]

Комбинированный способ характеризуется высокой эффективностью, но требует точное соблюдение технологий обработки и тщательный учет конкретных свойств обрабатываемого коллектора. После завершения экспериментальных и опытно-промышленных работ этот метод будет иметь большие потенциальные возможности для широкого промышленного использования.

Несмотря на значительный объем исследований, выполненных различными авторами, на сегодняшний день нет общего подхода к решению проблемы выноса песка. После анализа методов борьбы с пескопроявлением в поисках лучшего метода напрашивается вывод, что, к каждой скважине требуется индивидуальный подход.

В настоящее время наибольшее развитие получило применение **механических** способов борьбы с выносом песка путем применения различных конструкций. К механическим методам относятся противопесочные фильтры различной конструкции. Это гравийно-намывные, каркасно-гравийные, многослойные сетчатые, гравийно-набивные и др. В отечественной практике на газовых скважинах применяются следующие виды фильтров: щелевые, сетчатые, проволочные, керамические, металло-керамические, лавсановые, с титановым фильтрующим элементом, стекловолокнистые и др.

Рассмотрим один из механических методов борьбы с выносом песка: скважинный фильтр. Авторами Данченко Ю.В., Рабинович А.И и др. был представлен патент, который относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано в устройствах, предотвращающих поступление пластового песка и пропанта из призабойной зоны в скважину вместе с добываемой пластовой жидкостью. Сущностью изобретения является фильтр, который содержит перфорированную трубу и фильтрующий элемент, выполненный с уменьшением размера пор в радиальном направлении от наружной поверхности к внутренней и установленный соответственно с наружной поверхностью перфорированной трубы. Согласно изобретению фильтрующий элемент выполнен из пенометалла с пространственным ячеистым каркасом, состоящим из многогранных ячеек с проницаемыми гранями, и с возможностью образования внутри пенометалла естественного непрерывного песчаного фильтра из осажденных частиц, механически сцепленных со стохастически ориентированными в пространстве гранями ребрами ячеистого каркаса.

Авторами данного патента был учтен скважинный фильтр,

включающий перфорированную трубу и металлокерамический фильтрующий элемент из спеченного порошка, установленный соответственно с наружной стороной перфорированной трубы и с зазором относительно последней (авт. свид-во СССР №1161692, Е 21 В 43/08, 1985).

Существенным недостатком указанного фильтра является его неудовлетворительная гидравлическая характеристика, невысокая пористость и соответственно незначительный объем пор, обуславливающий грязеемкость. Кроме того, выполнение фильтрующего элемента с одинаковым размером пор по толщине приводит к быстрой колюматации его поверхностного слоя смесью мелких и крупных частиц песка и ограничению ресурса непрерывной работы. Такой фильтр практически не поддается регенерации, что существенно удорожает его эксплуатацию.

Наиболее близким к заявляемому по технической сущности и достигаемому результату является фильтр, содержащий перфорированную трубу и фильтрующий элемент, выполненный с уменьшающимся размером пор в радиальном направлении от наружной поверхности к внутренней и установленный соответственно с наружной поверхностью перфорированной трубы (US №3768557, Е 21 в 43/08, 1973).

Данный фильтр характеризуется сложностью изготовления. Для формирования фильтрующих слоев с различным размером пор требуется дополнительная подготовка: предварительно концентрично устанавливают разделительные перегородки, пространство между перегородками заполняют частицами со строго заданными размерами, после чего перегородки удаляют. Недостатком данной конструкции также является низкая грязеемкость фильтрующего материала из-за ограниченности объема сообщающихся пор ~35-40%, что снижает ресурс работы фильтра.

Предполагаемая конструкция более технологична в изготовлении и позволяет повысить пропускную способность при одновременном снижении гидравлического сопротивления, увеличить грязеемкость, ресурс непрерывной работы и коэффициент использования объема

фильтра, а также улучшить его регенерируемость.

Указанный технический результат достигается тем, что в скважинном фильтре, содержащем перфорированную трубу и фильтрующий элемент с размером пор, уменьшающимся в радиальном направлении от наружной поверхности к внутренней, установленный соответственно с наружной поверхностью перфорированной трубы. Согласно изобретению, фильтрующий элемент выполнен из пенометалла с пространственным ячеистым каркасом. Она состоит из многогранных ячеек с проницаемыми гранями, и с возможностью образования внутри пенометалла естественного песчаного фильтра из осаждаемых частиц, механически сцепленных со стохастически ориентированным в пространстве гранями и ребрами ячеистого каркаса.

Использование пенометалла с пространственным каркасом, состоящим из многогранных ячеек с проницаемыми гранями и порами внутри, обеспечивают возможность более эффективной очистки пластовой жидкости.

Предпочтительно использование фильтрующего элемента с диаметром пор, уменьшающимся в направлении фильтрации от 1,0-2,5 мм до 200-300 мкм, при этом изменение может носить дискретной или плавный характер. Пористость или объем сообщающихся пор в локальном объеме фильтрующего элемента составляет 84-96% независимо от величины диаметра пор, что является структурной особенностью пенометалла.

Установка фильтрующего элемента, выполненного с уменьшающимся размером пор, в предполагаемой конструкции не требует дополнительной подготовки и производится в одну стадию.

На рис.3 схематично показан фильтрующий элемент из пенометалла с уменьшающимся размером пор в радиальном направлении от наружной поверхности к внутренней [12].

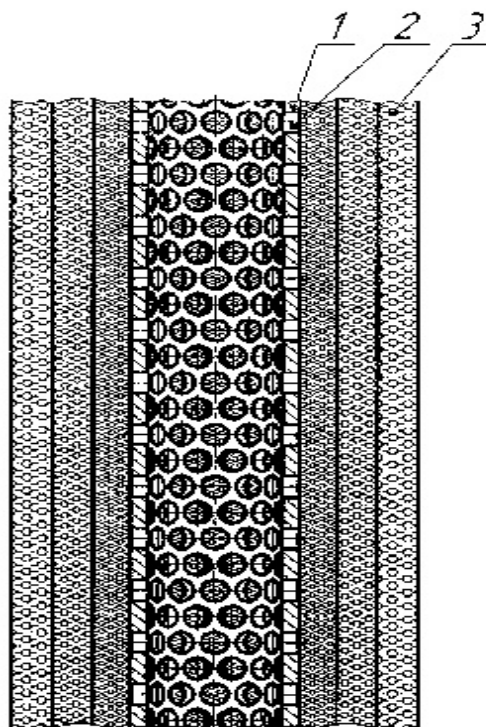


Рисунок 3 - Фильтрующий элемент из пенометалла с уменьшающимся размером пор в радиальном направлении от наружной поверхности к внутренней

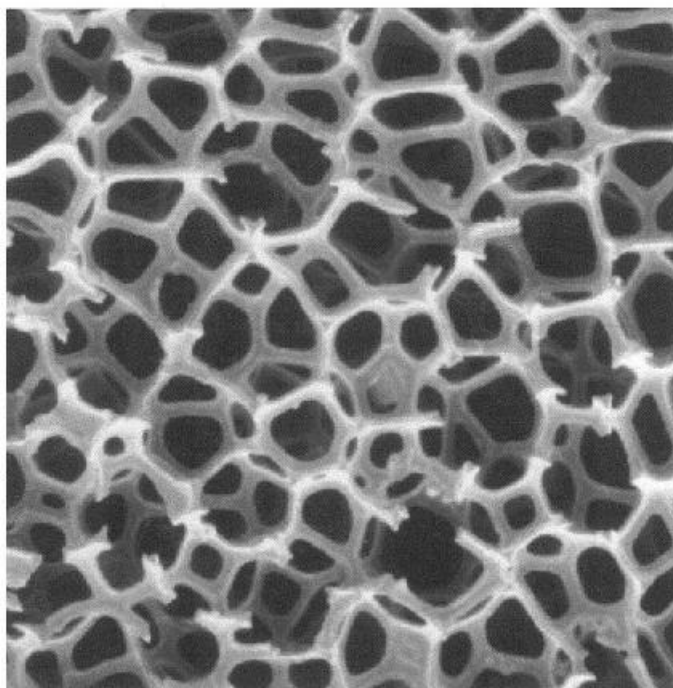


Рисунок 4 – Пространственная ячеистая структура пенометаллического фильтра.

Фильтр (рис.3) состоит из перфорированной трубы 1 с отверстиями 2 и фильтрующего элемента 3 из пенометалла с уменьшающимся размером пор в радиальном направлении от наружной поверхности к внутренней.

Фильтр работает следующим образом. После установки фильтра в скважине и пуска ее в эксплуатацию смесь пластовой жидкости с механическими частицами примесей поступает к фильтрующему элементу из пенометалла 3. Из этой смеси на внешнем контуре и в поверхностном слое пенометаллического фильтрующего элемента 3 осаждаются более крупные частицы, формирующие устойчивые арочные структуры. Устойчивость таких арочных структур из проппанта или крупнозернистого песка обеспечивается за счет их механического сцепления со стохастически ориентированными в пространстве гранями и ребрами ячеистого каркаса фильтра.

Очищенный от наиболее крупных частиц поток жидкости с оставшимися в нем механическими примесями продолжает движение через ячеистый каркас. При этом поток дробится на отдельные струи, скорость движения которых ниже входной скорости потока. По мере гашения скорости жидкости находящейся в ней мелкодисперсные частицы также теряют скорость и задерживаются ячеистым каркасом фильтрующего элемента 3. Интенсивность процесса отделения частиц определяется балансом между весом частиц, зависящим от их размера, и подъемной силой потока, непосредственным образом связанной с размером пор ячеистого каркаса, через который он протекает. Вследствие этого размер задержанных частиц уменьшается по толщине фильтрующего элемента 3 от наружной поверхности к внутренней. Задержанные частицы образуют внутри пенометаллического элемента естественный непрерывный песчаный фильтр, размер пор которого уменьшается в радиальном направлении в соответствии с характером изменения диаметра пор пенометаллического элемента. При движении пластовой жидкости через образовавшийся комбинированный фильтрующий элемент, состоящий из пенометалла и естественного песчаного фильтра,

увеличивается вероятность осаждения мелкодисперсных частиц, чем достигается высокая тонкость очистки. [12]

Очищенная от основного количества механических примесей пластовая жидкость с незначительной частью мельчайших частиц песка проходит через отверстие 2 перфорированной трубы 1, поднимается по ней и попадает в насосно-компрессорные трубы, а по ним – на дневную поверхность.

Наличие сообщающейся пористости в сочетании с переменным перераспределением обеспечивают фильтру хорошую регенеративную способность, при этом регенерация фильтра может осуществляться непосредственно в скважине путем обратной промывки чистой нефтью.

Возможность варьирования в широких пределах диаметром пор по толщине фильтра позволяет улавливать в объеме последнего механические частицы, размер которых изменяется от нескольких десятков до сотен и тысяч микрон. В частности, эффективно применение пенометаллического фильтра для сбора проппанта после проведения гидроразрыва пласта.

Высокая проницаемость пенометалла, из которого изготовлен фильтрующий элемент, снижает общий вес скважинного фильтра и передаваемую от него осевую нагрузку на насосно-компрессорные трубы, что обуславливает эффективность поднасосной установки фильтра без пакера. Использование легковесных пенометаллических фильтров облегчает эксплуатацию многопластовых месторождений, при которой предусматривается размещение нескольких фильтров напротив каждого продуктивного слоя.

Таким образом, выбранная для скважинного фильтра структура материала позволяет во время эксплуатации создавать комбинированный фильтрующий элемент, сочетающий преимущества пенометалла, обладающего высокой грязеемкостью, и песчаного фильтра, образованного внутри пор пенометалла и обеспечивающего дополнительную непрерывную очистку жидкости во время ее движения, что, в конечном итоге, дает возможность достичь высокой тонкости очистки. [12]

Также рассмотрим патент, разработанный Данченко Ю.В.

Изобретение относится к погружному оборудованию, а именно к скважинным фильтрам, предотвращающим попадание механических примесей в насосный агрегат. Известен скважинный фильтр, состоящий из перфорированного трубчатого корпуса, расположенных на корпусе плоских корундовых кругов, образующих щели между собой, поджимных и центрирующих колец (А.с. №981592 СССР, Е21В 43/08, 1982). [13]

Недостаток скважинного фильтра заключается в низкой удельной пропускной способности, так как площадь его фильтрующей поверхности, определяемая суммарной шириной щелей, составляет незначительную часть от площади боковой поверхности корундовых кругов.

Известен скважинный фильтр, содержащий перфорированный корпус и слоистый фильтрующий элемент на основе зернистого наполнителя, снаружи покрытый ворсистым материалом (А.с. №587242 СССР, Е21В 43/08, 1978).

Недостатком скважинного фильтра является неэффективное использование объема слоистого фильтрующего элемента из-за протекания процесса очистки пластовой жидкости преимущественно в его поверхностных слоях и повышенное гидравлическое сопротивление слоистой структуры.

Наиболее близким к заявляемому фильтру является скважинный фильтр, содержащий перфорированный каркас, на котором концентрично размещены слои фильтрующих элементов в виде разнотолщинных пластмассовых дисков с центральным отверстием, образующих между собой щели и каналы (А.с. №1530759 СССР, Е21В 43/08, 1989).

Недостатками скважинного фильтра являются повышенная потеря напора вследствие высокого отношения длины щелей к их ширине, а также неудовлетворительная тонкость очистки, определяемая шириной щелей. Настоящее изобретение повышает качество очистки пластовой жидкости, уменьшает потери давления, увеличивает грязеемкость и ресурс работы фильтра. Указанный технический результат достигается тем, что в скважинном фильтре, содержащем перфорированный каркас и фильтрующие элементы из чередующихся разнотолщинных дисков с

центральным отверстием, концентрично размещенные на каркасе с образованием между собой щелей, согласно изобретению диски выполнены из металлической сетки и волокнистого фильтрационного материала. Металлическая сетка может быть, например, рифленой с квадратными ячейками из предварительно деформированной проволоки или тканой полотняного переплетения с квадратными ячейками. Размер ячеек в свету может изменяться от 1 до 25 мм² и определяется фракционным составом механических примесей в фильтруемой жидкости. [13] Возможно размещение вместо одного диска из металлической сетки двух или трех дисков с разным размером ячейки и диаметром проволоки, причем в случае трех дисков средний из них выполнен с большим размером ячейки и диаметром проволоки, чем два остальных. Это позволяет уменьшить размер щелей между контактирующими дисками из волокнистого фильтрационного материала, повысить грязеемкость скважинного фильтра. В качестве волокнистого фильтрационного материала может быть использовано, например, полотно из термоскрепленных полипропиленовых волокон, имеющее высокоразвитую поверхность. За счет специальной обработки полотна могут быть приданы гидрофобные, гидрофильные или олеофильные свойства. Полотно также может быть выполнено из металлических волокон. В одном скважинном фильтре могут применяться диски из волокнистого фильтрационного материала с одинаковыми или разными свойствами. Размер пор волокнистого фильтрационного материала может варьироваться в диапазоне 10...100 мкм, а толщина дисков может составлять 3-10 мм. Структурно-геометрические характеристики дисков из волокнистого фильтрационного материала выбираются с учетом размеров частиц механических примесей в фильтруемой жидкости и ее состава. Наружный диаметр дисков из металлической сетки и диаметр центрального отверстия в них выполняются большего размера, чем соответствующие диаметры у дисков из волокнистого фильтрационного материала с тем, чтобы организовать оптимальную траекторию движения жидкости с точки зрения качества ее очистки.

На рисунке 5 схематично изображен скважинный фильтр, общий вид,

разрез; на рис. 6,7 - сечение фильтрующих элементов в направлении, перпендикулярном и параллельном движению жидкости соответственно.

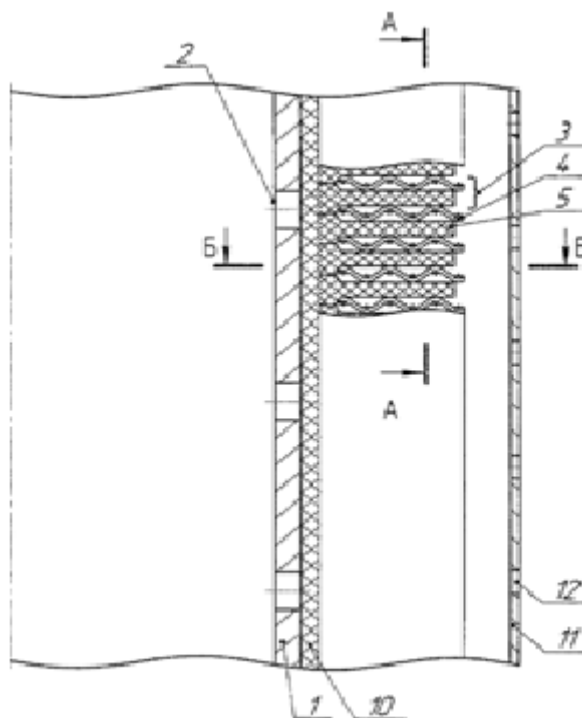


Рисунок 5 – Скважинный фильтр, общий вид, разрез

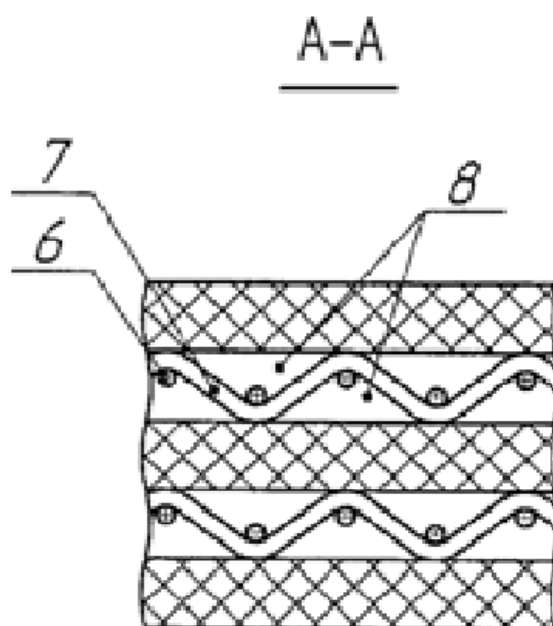


Рисунок 6 – Сечение фильтрующих элементов в направлении, перпендикулярном движению жидкостей

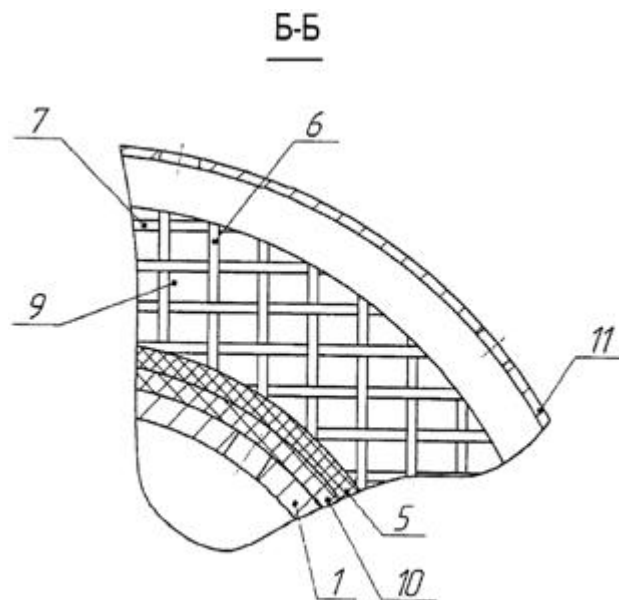


Рисунок 7 - Сечение фильтрующих элементов в направлении,
параллельном движению жидкостей

Скважинный фильтр состоит из перфорированного каркаса 1 с отверстиями 2, фильтрующих элементов 3 в виде чередующихся дисков из металлической сетки 4 и дисков из волокнистого фильтрационного материала 5 (рис.5). Диски из металлической сетки 4 выполнены из проволоки основы 6 и утка 7 с синусоидальным профилем, благодаря чему щели 8 между дисками из волокнистого фильтрационного материала 5 имеют извилистую форму и переменную величину просвета (рис.6). Геометрические характеристики щелей 8 зависят от параметров металлической сетки. Щели 8 выполняют функцию раздаточных каналов для жидкости, соединяя периферийную и центральную области дисков из волокнистого фильтрационного материала 5, которые сообщаются в осевом направлении через ячейки 9 металлической сетки 4, образованные соседними проволоками основы 6 и утка 7 (рис.7). Диски из металлической сетки 4 обеспечивают радиальную жесткость фильтрующим элементам 3. Для вовлечения в процесс фильтрации всего объема фильтрующих элементов 3 на перфорированном каркасе 1 помещается дренажная трехмерная сетка 10. Щели 8 заканчиваются на некотором расстоянии от дренажной сетки 10 из-за разницы диаметров центральных отверстий дисков из металлической сетки 4 и волокнистого фильтрационного

материала 5. Снаружи фильтрующих элементов 3 установлен защитный кожух 11 с отверстиями 12 (рис.5, 7). Поджимные кольца, установленные на концах перфорированного каркаса 1, обеспечивают контакт дисков из металлической сетки 4 с дисками из волокнистого фильтрационного материала 5. Контакт осуществляется по всей поверхности оснований дисков, за исключением кольцевой области вокруг дренажной сетки 10, где диски из волокнистого фильтрационного материала 5 контактируют непосредственно друг с другом. Сжимаемость и упругость волокнистого фильтрационного материала определяют глубину его внедрения в ячейки металлической сетки при размещении дисков на перфорированном каркасе. [13]

Скважинный фильтр работает следующим образом. Под действием создаваемого погружным насосом перепада давления пластовая жидкость, содержащая механические частицы, поступает из скважины через отверстия 12 защитного кожуха 11 к фильтрующим элементам 3. Основной поток жидкости распределяется по щелям 8, имеющим меньшее гидравлическое сопротивление по сравнению с волокнистым фильтрационным материалом, и движется вдоль проволок основы 6 и утка 7 в радиальном направлении. Наиболее крупные частицы скапливаются снаружи щелей 8, образуя естественный фильтр с повышенной тонкостью очистки. Частицы меньшего размера, прошедшие через фильтр из крупных частиц, движутся в лабиринтообразных щелях 8, претерпевая многократные столкновения с проволоками основы 6 и утка 7. Изменяя при этом траекторию движения, частицы теряют скорость и задерживаются в ячейках 9, захватываясь высокоразвитой поверхностью волокнистого фильтрационного материала. Глубина проникновения частиц в щели 8 зависит от соотношения размеров частиц и структурно-геометрических характеристик металлической сетки, в том числе диаметра проволоки и размера ячейки 9. Очищенная от крупных и средних по размеру частиц жидкость на выходе из щелей 8 попадает в диски из волокнистого фильтрационного материала 5, где происходит ее окончательная очистка от наиболее мелких частиц загрязнителя. Качество очистки определяется размером пор материала дисков 5. Двигаясь далее в

радиальном направлении, жидкость достигает дренажной трехмерной сетки 10, распределяется по ее объему, попадает в отверстия 2 перфорированного каркаса 1 и оказывается на приеме погружного насоса в очищенном состоянии.

Сочетание дисков из металлической сетки и дисков из волокнистого фильтрационного материала, имеющих незначительную толщину, увеличивает общее количество фильтрующих элементов и соответственно щелей на единицу длины скважинного фильтра, благодаря чему возрастает удельная площадь фильтрации. Это, в свою очередь, увеличивает пропускную способность и ресурс работы скважинного фильтра и уменьшает потери давления на нем. За счет подбора характеристик металлической сетки и размера пор волокнистого фильтрационного материала достигается требуемая тонкость очистки пластовой жидкости. [13]

Однако вывод, сделанный Королевым А.С. в статье « Анализ способов предотвращения интенсивного выноса песка из скважины» противоречит выводу Арестову Б.В., который в своей работе утверждал, что наиболее эффективным средством борьбы с пескопроявлением является гравийный фильтр, который относится к механическим методам.

1.3 Фильтры кожуховые с гравийным заполнителем.

К гравийным фильтрам, которые изготавливаются на поверхности земли, относятся фильтры корзинчатые, кожуховые и блочного типа. В корзинчатых и кожуховых фильтрах при помощи корзинок или кожухов рыхлая гравийная обсыпка удерживается вокруг каркасов.

Из отечественного опыта бурения и эксплуатации скважин с корзинчатыми фильтрами было установлено, что эти конструкции и малопроизводительны; также они сложны при установке в скважины и в производстве. По этим причинам корзинчатые и кожуховые фильтры не получили дальнейшего развития.

В нашей стране и за рубежом используются фильтры, у которых гравийные обсыпки удерживаются при помощи кожухов, изготавливаемых из металлических и синтетических сеток. Кожуховые фильтры

устанавливаются для отбора воды из мелкозернистых песков и в этих случаях после спуска кожухового фильтра в скважину производится обсыпка второго слоя гравитационным способом. Однако в некоторых случаях фильтры для глубоких скважин устанавливаются без дополнительной гравийной обсыпки.

Трубчатые опорные каркасы, из просечного листа, а также каркасно-стержневые являются основой для кожухового фильтра. Для устройства кожухов в нашей стране применяется строительная сетка из простой стали квадратного плетения с размером ячейки 1х1 или 2х2 мм и редко более. В практике строительства скважин в ГДР и ФРГ используются сетки из синтетических материалов.

При больших диаметрах скважин глубиной до 100 м толщина засыпки гравия в кожухе может варьировать от 35 до 70 мм. [3]

1.6 Гравийные фильтры

При разработке подземного оборудования и технологии сооружения гравийного фильтра необходимо учитывать категорию скважины по состоянию ее призабойной зоны, определяемую устойчивостью пород.

В работе Арестова Б.В. указывалось, что закрепление гравийной набивки вяжущим веществом рекомендуется для старых скважин, у которых в призабойной зоне образовались каверны или сильно дренированные участки. Этот способ дает сцементированный скелет набивки, проницаемость набивки со смолой получается больше, чем породы пласта со смолой, уменьшается возможность поглощения гравия дренированным пластом, следовательно, и загрязнение пласта. [5]

На рисунке 9 представлен категории скважин с различным состоянием ПЗП, обычно имеющие место на подземных газохранилищах. Рекомендуется их применение при следующих условиях.

В первом варианте (рис.9а), применяемом для слабоустойчивых пород, разрушающихся при градиентах давления от 0,005 до 0,1 мПа/см, гравийная набивка осуществляется после спуска и цементирования

эксплуатационной колонны до кровли пласта-коллектора и вскрытия его с последующим расширением.

Во втором варианте (рис.9б) сооружение гравийного фильтра осуществляется в перфорированной эксплуатационной колонне, когда пласт-коллектор представлен неустойчивыми породами, которые при размокании переходят в состояние текучести и разрушаются при градиентах давления до 0,005 мПа/см.

Третий вариант (рис.9в), при котором вначале за перфорационными отверстиями эксплуатационной колонны создаются зоны в пласте из закаченного гравия, а затем сооружается гравийный фильтр внутри колонны, является модернизацией второго варианта для получения более высоких суточных отборов газа с меньшими депрессиями на пласт при наличии необходимого забойного оборудования.

При производстве работ по извлечению фильтра-каркаса с гравийной набивкой, неоднократно обработанной различными смолами, иногда не удается его извлечь. Предлагается спускать проволоочный фильтр меньшего диаметра с определенным зазором между витками с гравийной набивкой или без нее. [5]

Вне зависимости от категории скважины для сооружения гравийного фильтра необходимо оборудовать ее фильтром-каркасом и устройством, обеспечивающим его спуск и установку, а также процесс закачки гравия; рассчитать параметры процесса намыва гравия на определенной жидкости-носителе.

Исходя из вышесказанного, ниже рассматривается разработки необходимого оборудования и технологического процесса для сооружения гравийного фильтра в газовой скважине.

Классификация фильтров гравийного типа

Таблица 2

Фильтры гравийные с однослойной или многослойной обсыпкой, собираемые на поверхности земли			Фильтры гравийные, создаваемые на забое скважины		
корзинчатые	кожуховые	блочного типа	с однослойной обсыпкой		с многослойной обсыпкой
			обсыпка тонкослойная толщиной 40 — 50 мм	обсыпка расширенного контура толщиной 100— 200 мм и более	
В виду малой производительности и сложности установки массового применения не получили.	Изготавливаются на основе стальных щелевых труб и сеток, деревянных труб и сеток, стальных труб и штампованной, листовой стали, винипластовых труб и сеток, металлических каркасов из стержней, сеток, изготавливаемых на основе синтетических материалов (полиэтилена, полистерола и др.).	Изготавливаются из гравия на основе связи его частиц следующими веществами: сульфит-спиртовой бардой, цементом, клеем БФ-4, битумом, лаком бакелитовым, жидким стеклом, резиновым клеем, эпоксидной смолой.	Обсыпка производится по межтрубному пространству при свободном падении частиц на забой.	Обсыпка производится следующими способами: бурением скважин большого диаметра, прокачкой эрлифтом, бурением скважин эрлифтом, бурением скважин через фильтр, закачкой гравия на забой, методом обрушения.	Сооружаются с помощью бурения скважин большого диаметра и вспомогательных колонн.

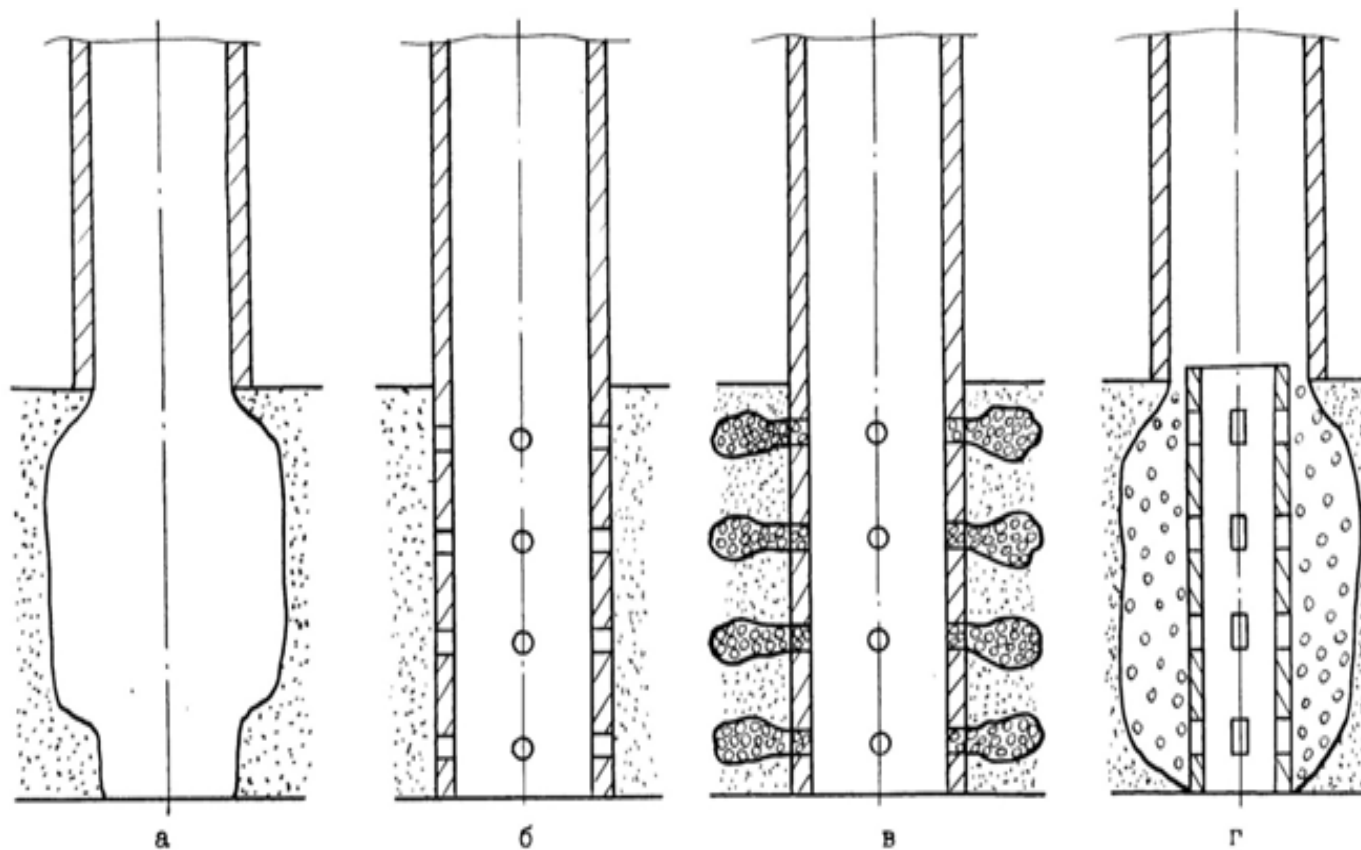


Рисунок 9. Категория скважин с различным состоянием призабойной зоны пласта.

а – открытый забой, б – перфорированная колонна, в – забой с гидроуплотненными гравием зонами за перфорационными отверстиями

1.7 Теоретические основы применения гравийного фильтра.

Применения гравийной фильтров в скважинах преследуют следующие цели:

- прекращение или ограничение поступления песка из пласта-коллектора в скважину,
- создание вокруг скважины зоны повышенной проницаемости,
- укрепление стенок пласта-коллектора.

На рис.10. приведена схема оборудования ПЗП гравийным фильтром. Газ или другой пластовый флюид, который поступает из пласта в скважину, проходит через две концентрические зоны различной проницаемости. Иоаким Г. в работе привел расчеты, показывающие, что применение гравийного фильтра увеличивает дебит скважины по сравнению с дебитом той же скважины без гравийного фильтра. На рис.11. приведены зависимости отношений дебитов скважин с гравийным фильтром (Q_f) и без него (Q_0) от отношения проницаемостей гравийной набивки (K_1) и пласта-коллектора (K_1) при различных радиусах гравийной набивки (R) и контуре питания, равном 100м. На рис.12. показано изменение отношение Q_f / Q_0 в зависимости от толщины гравийной набивки. [5]

Точка А на рис.2.6. соответствует случаю равных проницаемостей пласта и гравия ($K_1=K_2$), то есть в скважину не закачен гравий.

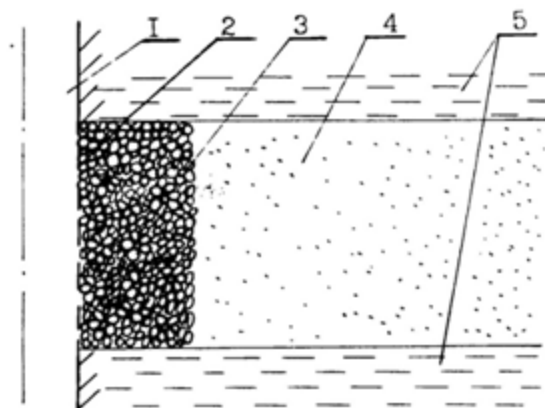


Рисунок 10. Схема оборудования ПЗП гравийным фильтром.

1 – скважина; 2 – фильтр-каркас; 3 – гравийная набивка; 4 – пласт-коллектор; 5 – вмещающие породы.

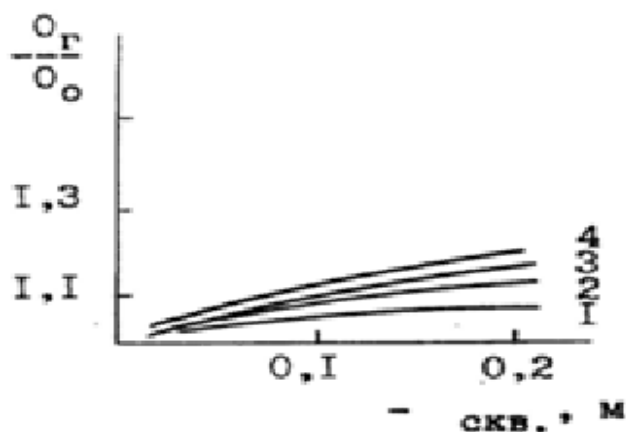


Рисунок 11. Зависимость между отношением дебитов Q_{Γ}/Q_0 и толщиной гравийного слоя ($l_{\text{скв.}}$) для различных значений отношений проницаемостей.

1 - $K_1/K_2 = 2$, 2 - $K_1/K_2 = 4$, 3 - $K_1/K_2 = 20$, 4 - $K_1/K_2 = \infty$.

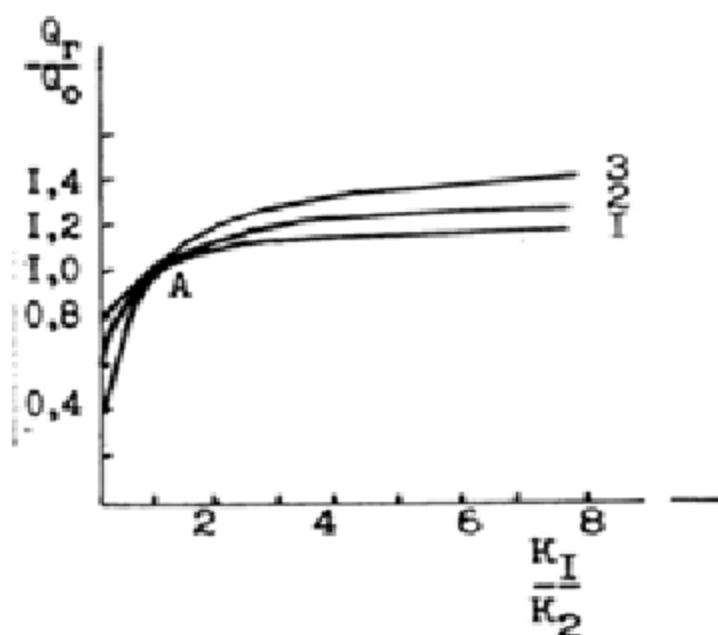


Рисунок 12. Зависимость между отношениями дебитов Q_r/Q_0 и проницаемостей K_1/K_2

$$1 - R = 0,2, 2 - R = 0,5, 3 - R = 1,0.$$

Из рис.11 и 12 следует, что дебит скважины с гравийным фильтром возрастает с повышением проницаемости гравия, и увеличением радиуса гравийной набивки.

Когда проницаемость гравийного массива меньше, чем пласта-коллектора, то есть произошла закупорка песком или другими мелкими примесями, дебит скважины с гравийным фильтром уменьшается по сравнению с дебитом скважины, работающей без фильтра. Из этого вытекает, что гравийные фильтры необходимо очищать (регенерировать) каким-то способом.

При увеличении радиуса гравийной зоны более 0,2 м дебит скважины растет незначительно (рис.11).

Из рис.13 следует, что для одинаковой толщины слоя гравия дебит значительно растет с увеличением отношения проницаемостей до величины $K_1/K_2=20$, а выше этого значения он возрастает незначительно.

Размер зерен гравия определяется размером зерен пластового песка, которые должны задерживаться.

Для определения размера частиц, которые могут быть вынесены фильтрационным потоком, воспользуемся следующей зависимостью:

$$d = \frac{mD}{\eta}$$

где d – диаметр частиц, m – Коэффициент пористости, η – коэффициент «свободы прохода», принимаемый от 1,1 до 1,5 в зависимости от скорости фильтрационного потока.

Коэффициент пористости в зависимости от плотности укладки частиц, как известно, изменяется в пределах от 0,15 до 0,47.

Тогда, при $m=0,15$ и $\eta=1,5$ получим:

$$d \leq \frac{D}{10}$$

Следовательно, через гравийный массив, состоящий из зерен диаметром D , будут свободно выносятся частицы с диаметром, равным $d \leq 0,1D$, что согласуется с опытами А.Н. Патрашева и В.Н. Кондратьева.

1.8 Условия применения и подбора гравийных фильтров.

Существует ряд основных условий, которые необходимо учитывать при сооружении гравийного фильтра, служащего для предотвращения выноса песка и разрушения ПЗП.

Во-первых, вскрытие пласта-коллектора должно быть произведено так, чтобы предотвратить осыпание стенок пласта. Забой должен оставаться устойчивым с момента вскрытия и расширки пласта до спуска фильтра-каркаса и завершения процесса намыва гравия. Промывочная жидкость, используемая для вскрытия пласта, не должна необратимо ухудшать фильтрационно-емкостные свойства пород призабойной зоны.

Вторым условием является соотношение между гранулометрическим составом пластового песка и фракционным составом выбранного гравия, а также соотношение между размерами зерен гравия и размером отверстий в фильтре-каркасе. Немаловажное значение имеет и толщина гравийной набивки. Выбор определенных размеров частиц гравия необходим для того, чтобы

пластовый песок не проникал в гравийную набивку и образовывал устойчивые арочные структуры на контакте с ним.

Третьим условием является выбор жидкости-носителя гравия. Жидкость-носитель необходима для доставки гравия на забой скважины и создания устойчивого гравийного массива. Гравий должен занимать полностью кольцевое пространство между фильтром-каркасом и скважины или перфорированной колонн и не иметь возможности переупаковки под действием знакопеременного фильтрационного потока газа с жидкостью. Жидкостью для намыва гравия не должна закупоривать пласт и образовывать вязкой эмульсии с пластовыми флюидами, должна обладать способностью переносить большие (до 1000...1500 кг/м³) объемные концентрации гравия. Жидкость-носитель должна иметь достаточную плотность для предотвращения газопроявления в скважинах ПХГ с аномально-высокими пластовыми давлениями.

1.9 Способ обратной циркуляции

Существующая технология сооружения гравийных набивок заключается в следующем. Производится бурение скважины до кровли пласта-коллектора. После спуска и цементирования обсадной колонны ствол скважины углубляется на мощность пласта, который затем расширяется до диаметра 250...320 мм. Интервал и диаметр расширки контролируется каверномером для подсчета необходимого количества гравия. Работы по углублению скважины и расширению пласта-коллектора ведутся с применением глинистых утяжеленных растворов.

На бурильных или насосно-компрессорных трубах спускается забойное оборудование (рис.13), состоящее из фильтра-каркаса 9, клапанной системы 12, промывочных трубок 8, надфильтровой трубы 7 и циркуляционной муфты с левым переводником 6. Фильтр-каркас (труба с щелями шириной 0,8...1,5) устанавливается напротив пласта-коллектора.

После спуска забойного оборудования устье скважины герметизируется превентором 2, обеспечивающим работу при высоких давлениях. Глинистый

раствор в скважине заменяется технической водой, закачиваемый по рабочим трубам 4.

Намыв гравия осуществляется следующим способом (рис.13): техническая вода подается агрегатом 14 в бункер-смеситель 13, в котором находится заданный объем гравия, откуда вместе с гравием поступает в затрубное пространство. Гравийно-жидкостная смесь закачивается до забоя скважины, где гравий осаждается в кольцевом пространстве между фильтром-каркасом и стенками пласта, а вода, пройдя через щели фильтра-каркаса, клапанную систему и промывочные трубы, поступает в рабочие трубы и выходит на поверхность. Окончание намыва определяется по значительному повышению рабочего давления, что свидетельствует о заполнении гравием призабойной зоны. [5]

В целях предотвращения газопроявления используется способ щтуцирования на устье выходящего раствора (воды) для создания противодействия на газовый пласт, имеющий обычно аномально-высокие давления. Содержания гравия в воде составляет $40...80 \text{ кг/м}^3$.

После окончания намыва гравия в рабочие трубы 4 бросается шарик, который при создании давления сдвигает вниз втулку, открывающую промывочные отверстия. Излишки гравия, находящиеся в затрубном пространстве, вымываются потоком глинистого раствора, закачиваемого для смены воды в скважине. Затем рабочие трубы вращением вправо отворачиваются и вместе с циркуляционной муфтой извлекаются из скважины.

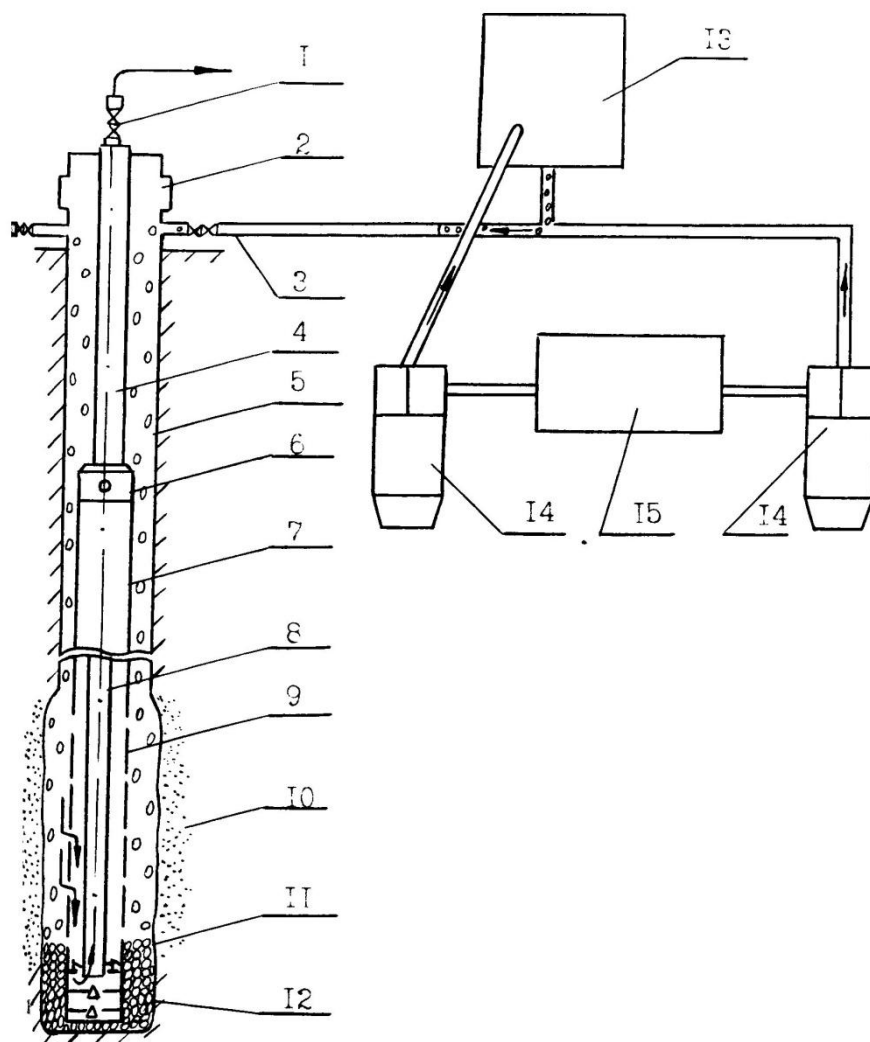


Рисунок 13. Намыв гравийного фильтра способом обратной циркуляции по ранее применяемой технологии

1 – патрубок с задвижками, 2 – превентор, 3 – отвод, 4 – рабочие трубы, 5 – эксплуатационная колонна, 6 – циркуляционная муфта с левым переводником, 7 – надфилтровая муфта, 8 – промывочные трубки, 9 – фильтр-каркас, 10 – пласт-коллектор, 11 – гравий, 12 – система клапанов, 13 – бункер-смеситель, 14 – насосный агрегат, 15 – емкость.

Данная технология имеет ряд существенных недостатков, заключающихся в следующем:

- вскрытие и расширка пласта-коллектора производится на глинистом растворе, который оказывает когмулирующее воздействие на призабойную зону скважины и ухудшает фильтрационную характеристику созданного гравийного фильтра;

- при обратной циркуляции с большим содержанием гравия в жидкости-носителе в местах соединения бурильных труб замками иногда образуются висячие гравийные пробки, приводящие к прихвату бурильных труб и неполному экранированию гравием забойного фильтра;

- отсутствуют обоснованная методика подбора размера зерен гравия в зависимости от фракционного состава пласта-коллектора газовых скважин, что приводит к заилению гравийного массива или невозможности удержания пластового песка гравием, то есть гравийный фильтр не выполняет свои функции;

- в качестве жидкости-гравиеносителя применяется техническая вода, обладающая низкой гравиеудерживающей способностью, поэтому гравийный массив формируется неоднородным по фракционному составу по высоте. Внизу фильтра формируется массив из крупных зерен гравия, вверху более мелкие, что отрицательно сказывается на пескоудерживающей способности гравийного фильтра;

- отсутствует контроль над процессом намыва гравия, то есть невозможно определить текущую концентрацию гравия в жидкости-носителе, расход гравия, окончание закачки гравия;

- промысловыми наблюдениями установлено, что менее качественным является гравийный фильтр, сооруженный в скважине при наличии давления газа пласте-коллекторе выше гидростатического. Это, в частности, подтверждается практикой эксплуатации скважин на Щелковском подземном газохранилище, где срок службы гравийного фильтра, установленного до закачки газа в пласт значительно больше, чем при перенамыве или намыве во время эксплуатации ПХГ, то есть после закачки газа в пласт. Низкое качество гравийного фильтра объясняется следующим: поле спуска фильтра при смене

глинистого раствора на воду противодавление на пласт-коллектор снижается до гидростатического, что вызывает приток газа. Одновременно при циркуляции с водой частично смывается глинистая корка со стенок скважины в интервале залегания пласта-коллектора, что способствует обрушению неустойчивых пород. Вместе с пластовым газом в циркуляционную воду поступает песок, который находится во взвешенном состоянии в стволе скважины. Во время остановки циркуляции при подготовке к процессу закачки гравия по межтрубному пространству песок оседает в воде на забой скважины. Следовательно, на забое скважины в пространстве между фильтром и стенкой скважины образуется песчаный массив. Необходимо также добавить, что находящийся в стволе скважины неосевший песок смешивается с закачиваемым гравием, ухудшая его фильтрационную характеристику;

- невозможность изготовления щелевых фильтров с коноидальным входом и шириной щели менее 0,8мм.

Учитывая вышесказанное, разработана и внедрена на скважинах Щелковского, Касимовского и Краснодарского ПХГ технология сооружения гравийных фильтров способом обратной циркуляции, имеющая ряд преимуществ по сравнению с существующей:

- вскрытие и расширка пласта-коллектора осуществляется на безглинистой промывочной жидкости;

- подбор фракционного состава гравия производится в зависимости от гранулометрического состава породы пласта-коллектора;

- используется в качестве фильтра-каркаса сварной проволоочный фильтр с необходимой шириной щели;

- применяются пескосмесительный агрегат УСП-50 для образования гравийно-жидкостной смеси;

- применяются растворы ССБ или КМЦ в качестве жидкости-носителя гравия;

- применяется контрольный фильтр для определения времени окончания продавливания гравийно-жидкостной смеси;

- применяется реагент ГС для очистки колонны и призабойной зоны пласта от глинистой корки;

- вводятся центраторы в компоновку призабойного узла фильтра.

Применение агрегата УСП-50 совместно с насосным агрегатом типа 4АН-700 или ЦА-320М для получения и закачки гравийно-жидкостной смеси позволило регулировать содержание гравия в жидкости-носителе и контролировать расход гравия и жидкости-носителя.

Контрольный фильтр (рис.14) служит для определения времени окончания продавливания гравийно-жидкостной смеси и ставится между рабочими трубами и циркуляционной муфтой с левым переводником. Длина фильтра берется равной 0,5...1,0 м, ширина щели по тому же принципу, что и у основного фильтра-каркаса.

Определение времени окончания намыва гравия с помощью контрольного фильтра осуществляется следующим образом. На рис.16 показано изменение давления, регистрируемое на затрубном пространстве скважины, при намыве гравийного фильтра по существующей технологии (кривая 1 – фактические данные) и по разработанной технологии (кривая 2 – рассчитана по методикам). [5]

При закачке гравия по прежней технологии в момент перекрытия фильтра-каркаса гравием происходит резкое увеличение давления закачки (участок ГЕ кривой 1, рис.15) и приступает к следующей операции: вымывание излишков гравия. Закачку гравия за надфильтровой трубой невозможно проконтролировать в данном случае. По предлагаемой технологии после перекрытия гравием фильтра-каркаса (рис.15, точка Г кривой 2) жидкость-носитель проходит через отверстия контрольного фильтра, а гравий оседает между надфильтровой трубой и обсадной колонной. В момент начала перекрытия гравием контрольного фильтра (рис.15, точка Д кривой 2) начинается рост давления, что свидетельствует о заполнении гравием кольцевого пространства между фильтром-каркасом и контрольным фильтром.

Таким образом, при наличии контрольного фильтра можно четко определить окончание процесса намыва гравия.

Из сравнения кривых 1 и 2 рис.15 видно, что предлагаемый процесс по времени выполнения короче существующего и требует меньшего количества (почти в два раза) закачиваемых технологических жидкостей.

Применение центраторов на фильтре-каркасе и надфильтровой трубе с интервалом установки 3...4 м позволит избежать образования гравийных пробок и получить качественную гравийную набивку без нарушения ее сплошности.

Сооружение гравийного фильтра способом обратной циркуляции по предложенной технологии заключается в следующем (рис.14). Разработано два варианта.

В первом варианте при применении в качестве промывочных жидкостей для вскрытия пласта безглинистых растворов, в спускаемую забойную компоновку не включается циркуляционная муфта 5. Во втором варианте при использовании глинистых утяжелителей в забойную компоновку включается циркуляционная муфта 5, чтобы предотвратить эрозионный износ фильтра-каркаса потоком через него указанной жидкости. При выполнении остальных этапов работы по сооружению гравийных фильтров оба варианта идентичны.

После подготовки скважины (спуска эксплуатационной колонны, вскрытия пласта-коллектора, расширки ПЗП и геофизических работ) спускается компоновка, включающая (снизу вверх): заглушку или циркуляционную муфту 5, проволочный фильтр-каркас 7 с центраторами, надфильтровые трубы 9, промывочное устройство 10, соединенное с надфильтровой трубой; контрольный фильтр 11 и рабочие трубы 12 (насосно-компрессорные бурильные). Спущенная компоновка в скважине

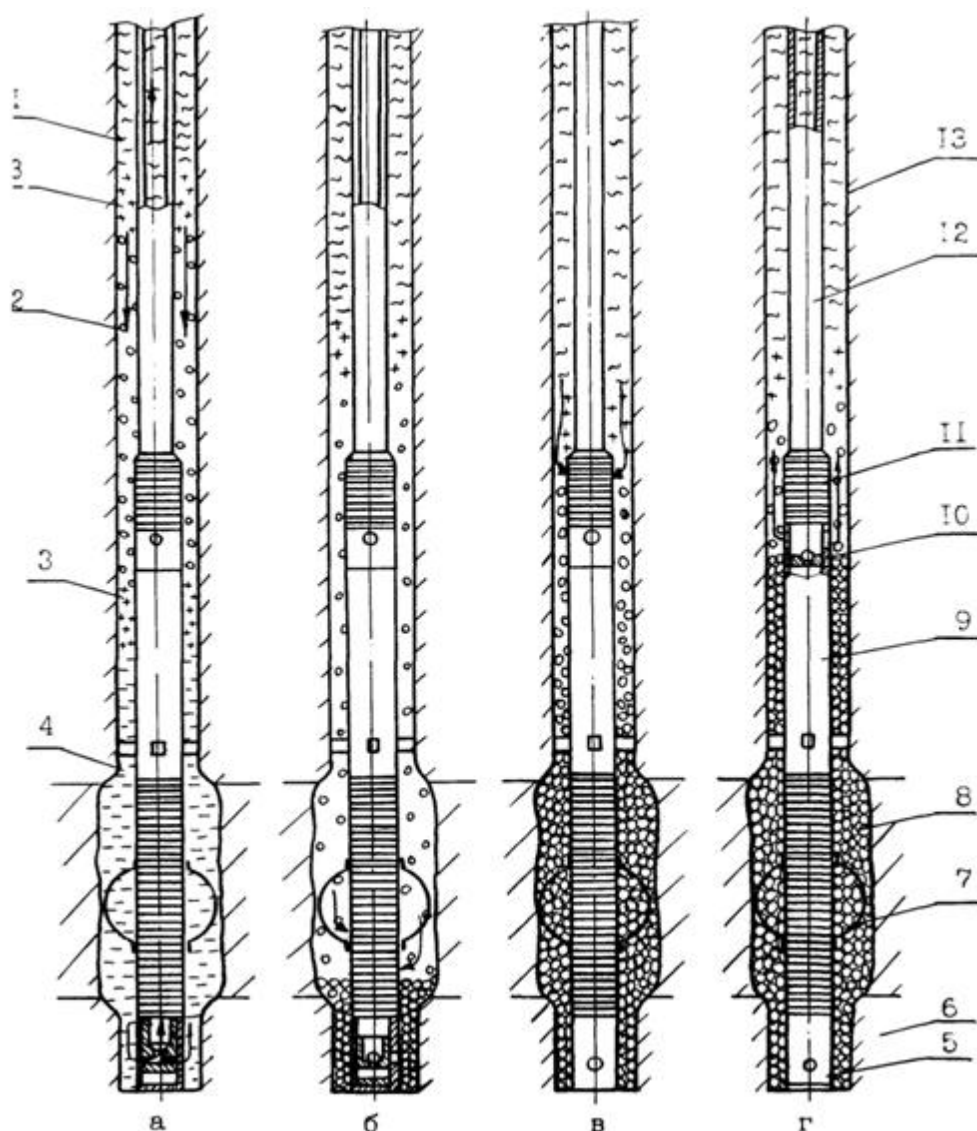


Рисунок 14. Сооружение гравийного фильтра способом обратной циркуляции

а – последовательность закачки технологических жидкостей, б – намыв гравия;
в – перекрытие гравием контрольного фильтра (окончание намыва гравия); г –
удаление излишков гравия;

1 – промывочная жидкость, 2 – гравийно-жидкостная смесь, 3 – буферная жидкость, 4 – раствор ГС, 5 – циркуляционная муфта, 6 – пласт-коллектор, 7 – фильтр-каркас, 8 – гравийный массив, 9 – надфильтровая труба, 10 – промывочное устройство, 11 – контрольный фильтр, 12 – насосно-компрессорные трубы (НКТ), 13 – эксплуатационная колонна.

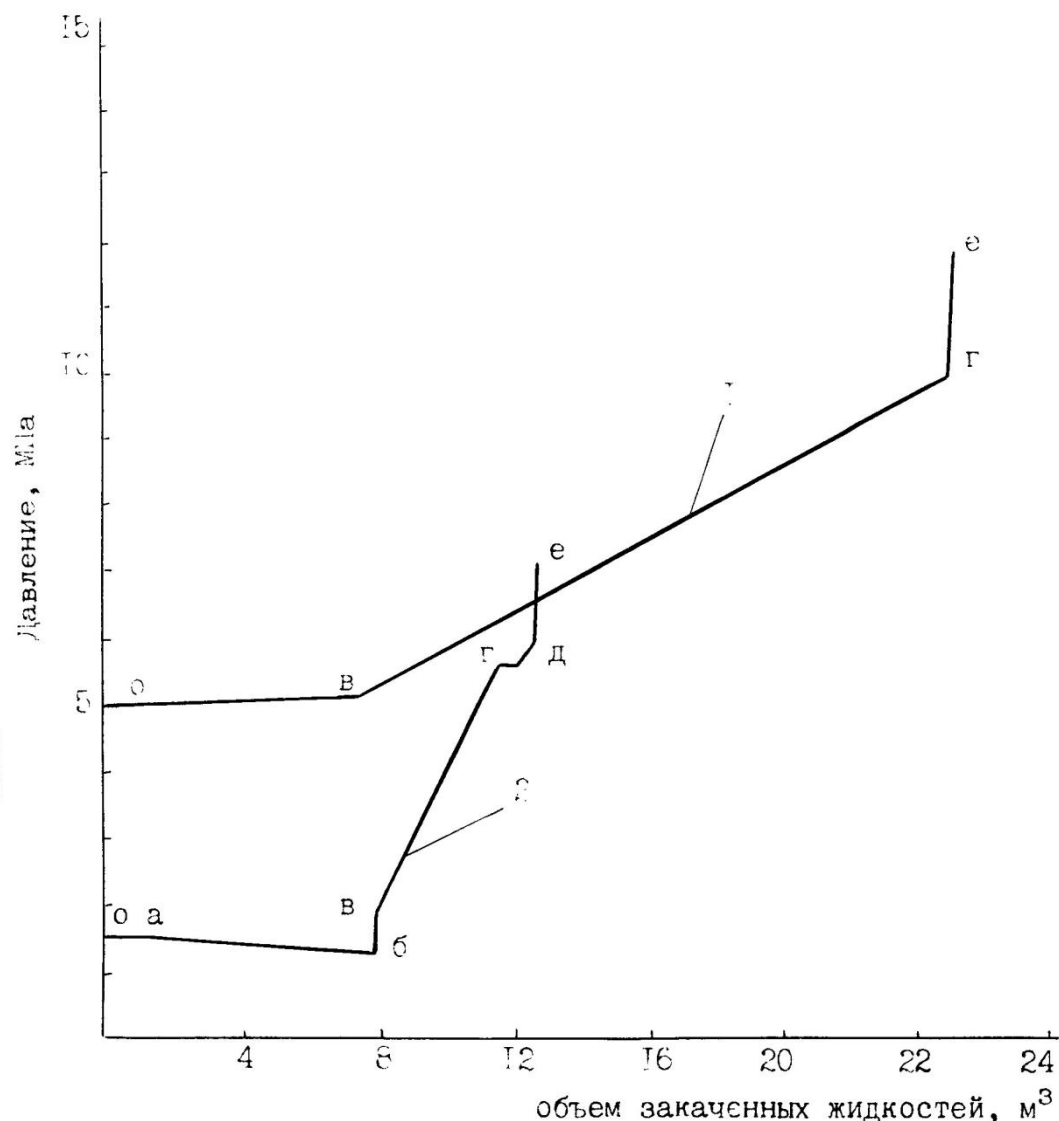


Рисунок 15. Изменение давления при намыве гравийного фильтра способом обратной циркуляции.

1 – по существующей технологии, 2 – по разработанной технологии, оа – закачка реагента ГС и буферной жидкости, аб – закачка и продавка гравийно-жидкостной смеси, бв – закрытие отверстий в циркуляционной муфте, вг – заполнение гравием пространства вокруг фильтра-каркаса, гд – заполнение гравием пространства за надфильтровой трубой (между фильтром-каркасом и контрольным фильтром), де – перекрытие гравием контрольного фильтра. устанавливается с таким расчетом, что фильтр-каркас находился против пласта-коллектора.

В скважину по затрубному пространству закачивают технологические жидкости в следующей последовательности (рис.2.20): раствор ГС (2...3 м³),

для очистки стенок труб и ПЗП от глинистой корки; буферная жидкость (1...2 м³), в качестве которой применяется жидкость-носитель; гравийно-жидкостная смесь; буферная жидкость (жидкость-носитель) в объеме 0,5...1 м³ и промывочная жидкость.

Наземное оборудование, необходимое для приготовления и закачки технологических жидкостей, обвязано с устьем скважины по схеме, изображенной на рис.16. Раствор с реагентом ГС готовится в емкости насосного агрегата 9, жидкость-носитель приготавливается в емкости 3. Гравийно-жидкостная смесь получается следующим образом: насосный агрегат 8 подает жидкость-носитель в установку 4 типа УСП-50, где происходит смешивание гравия с жидкостью-носителем в определенных соотношениях и подача полученной смеси в насосный агрегат 9, который закачивает ее в затрубное пространство скважины.

Продавка закаченных жидкостей производится буровым раствором (участок аб кривой 2 рис.15), а вытесняемый из затрубного пространства раствор проходит через щели фильтра и отверстия циркуляционной муфты 5 (рис.2.20) при наличии ее в компоновке.

В момент заполнения ПЗП раствором реагента ГС останавливают циркуляцию и производят выдержку в течение 0,5 часа для взаимодействия реагента с глинистой коркой. При наличии в забойном оборудовании циркуляционной муфты бросают шарик в бурильные трубы и создают в них импульс давления в 4...5 МПа для перекрытия отверстий, что фиксируется повышением давления при возобновлении обратной циркуляции (участок бв кривой 2 рис.15).

Дальнейшая циркуляция идет с возрастанием давления (участок вг кривой 2 рис.15), так как гравий, откладываясь в ПЗП, перекрывает отверстия фильтра-каркаса. Стабилизация давления циркуляции (участок ГД кривой 2 рис.15) свидетельствует о заполнении гравием кольцевого пространства между фильтром-каркасом и контрольным фильтром (рис.14 в). Резкое повышение

давления фиксирует момент прекращения продавки гравийной суспензии, так как гравий начинает перекрывать щели контрольного фильтра.

Циркуляция прекращается, бросается шарик, который при создании давления сдвигает вниз втулку, открывающую промывочные отверстия (рис.14 г). Излишки гравия, находящиеся в затрубном пространстве, вымывается потоком промывочной жидкости, подаваемого в рабочие трубы по линии 12 насосным агрегатом 8 (рис.16), затем рабочие трубы 12 вращением вправо отворачиваются в левом переводнике и вместе с контрольным фильтром и промывочным устройством 10 извлекаются из скважины. На этом процесс сооружения гравийного фильтра подходит к концу, а скважина оборудуется забойным эксплуатационным оборудованием с пакером для отбора и закачки газа. [5]

Оборудование скважин с перфорированной эксплуатационной колонной в интервале залегания пласта-коллектора производится аналогично описанному.

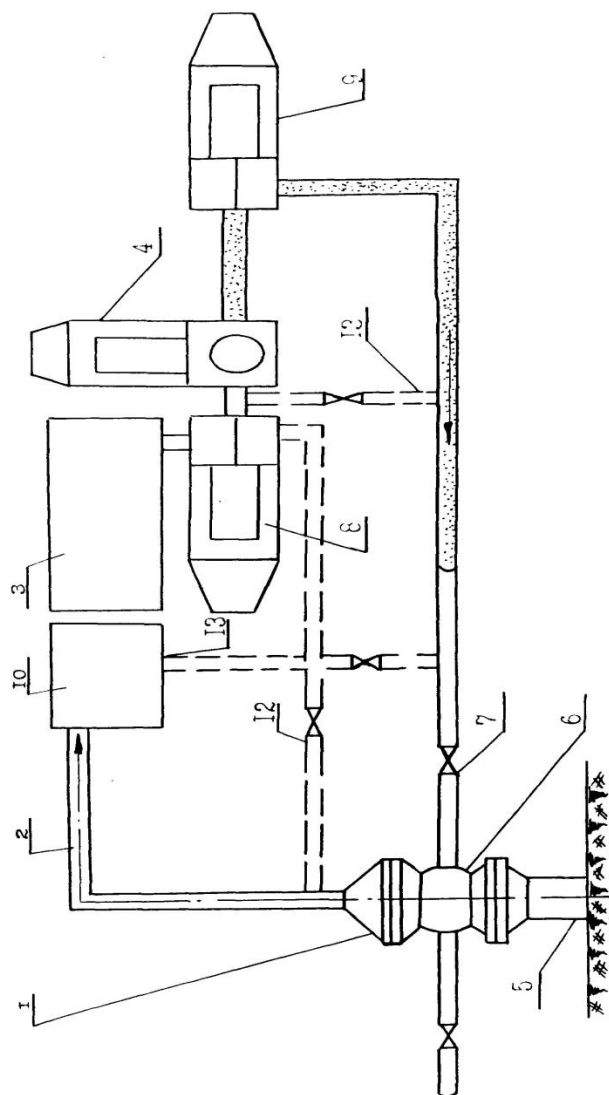


Рисунок 16. Размещение наземного оборудования при намыве гравия способом обратной циркуляции

1 – фланец подвесной, 2,11,12,13 – обвязка, 3 – емкость для жидкостиносителя гравия, 4 – пескосмесительный агрегат, 5 – обсадная колонна, 6 – колонная головка, 7 – задвижка, 8,9 – цементируочный агрегат, 10 - емкость

2. Экспериментальная часть

Так как конструкции фильтров малопроизводительны, быстро кольматируются, они сложны при производстве и установке в скважине, необходимо разработать оптимальный метод доставки гравия на забой, лишенный данных недостатков. Наиболее приемлемым вариантом создания фильтровой части технологических скважин является спуск пачки гравия в связанном состоянии, который растворяется в углеводородной среде или в других известных науке растворителях, при этом имеющий прочную структуру. Такой фильтр называется – дезинтегрируемый гравийный фильтр (ДГФ). Преимущества применения данной технологии перед другими вариантами гравийной обсыпки:

- Надежность доставки гравийного фильтра.
- Предотвращение оседания гравия выше фильтровой зоны (в трещинах, кавернах и сужениях ствола скважины).
- Плотная и равномерная усадка гравия по высоте и периметру водоприемной части фильтра (предотвращение образования пустот).
- Снижаются трудозатраты на сооружение скважины.
- Возможность дифференциации фракций гравийного фильтра по размеру.

Объектом исследования является совершенствование состава и технологии изготовления ДГФ.

Цель исследования – совершенствование технических средств и технологий гравийной прифильтровой зоны скважин.

Задачи исследования:

1. Разработка конструкции дезинтегрируемого гравийного фильтра, обладающей значительной прочностью.
2. Разработка рецептуры состава для склеивания гравия в дезинтегрируемом гравийном фильтре.

Для формирования гравий гильзы использовался гравийно-мастичная смесь ГМА-15.

Объектом исследования является конструкция и состав дезинтегрируемого гравийного фильтра.

Дезинтегрируемый гравийный фильтр – изделие, представляющее из себя смесь гравия, склеивающего реагента и(или) удерживающей оболочки, закрепленное на фильтровой трубе, которое по истечении заданного времени растворяется с последующим осыпанием гравия в зону продуктивного пласта.

Требования, предъявляемые к конструкции ДГФ:

- растворение ДГФ должно достигаться в пределах 5–10 часов после начала спуска в скважину;
- конструкция ДГФ не должна нарушаться в процессе спуска обсадной колонны;
- обеспечение минимальных гидравлических сопротивлений при спуске ДГФ в технологическую скважину;
- возможность легкой надежной сборки ДГФ с обсадной колонной;
- осуществление качественного однородного уплотнения гравий-гильзы в фильтровой части скважины.

Образцы дезинтегрируемого гравийного фильтра могут иметь форму сплошного цилиндра, капсулы, цилиндра с продольными ребрами, цилиндра с продольными отверстиями в теле для протекания жидкости, цилиндра переменного диаметра.

2.1 Методика подготовки образцов гравий-гильзы

Для приготовления битумной смеси гравий нагревали до определенной температуры, параллельно нагревая битум до жидкого состояния в сушильном шкафу (рис.17). После этого битум и гравий смешивали до того момента, пока он не будет выглядеть как черный щебень.

Для изготовления ДГФ смесь из гравия и склеивающих реагентов расфасовывалась в металлические формы (рис.18). Для определения точного процентного соотношения гравия и склеивающих реагентов использовались лабораторные весы марки ВК-600 (рис. 19).

После того как смесь расфасовывали в металлические формы, была проведена нагрузка на формы для ДГФ в 16 тонн на гидравлическом прессе



Рис.17. Сушильный шкаф LOIP LF – 60/350-VGI №1074, протокол №6 от 28.03.2017г



Рис.18. Металлические формы для изготовления ДГФ.

(рис.19), чтобы образцы ДГФ имели достаточные прочностные характеристики, а также после изъятия из металлических форм образцы не

рассыпались. После изъятия образцов из металлических форм, им дали простоять сутки, чтобы образцы остыли.



Рис.19. Гидравлический пресс П-56, № 2897-72 в реестре СИ ФИФ ОЕИ

2.2 Методика испытаний образцов дезинтегрируемых гравийных фильтров

Для осуществления визуальной фиксации процесса растворения использовались пластмассовые емкости. Они заполнялись подобранными растворами для растворения образцов. Внутри помещались подготовленные образцы.

Выбор такого метода лабораторных испытаний обосновывается простотой и дешевизной проведения экспериментов, что позволяет провести их большое количество в кратчайшее время, выбрав основные реагенты для дальнейших экспериментальных исследований.

Испытание таким способом позволяют определить:

- время разложения ДГФ;
- количество осадков склеивающего реагента после разложения ДГФ.

2.3 Результаты экспериментальных исследований

Было проведено исследование применения битума для связывания гравия. Основная задача исследования: получение прочносвязанной структуры для возможности транспортировки на забой скважины, а так же способность растворения в углеводородной среде или иных растворителях. Концентрация компонентов представлены в табл. 3.

Таблица 3. Концентрация компонентов

№	Состав смеси	Концентрация компонентов %									
		98	97,5	97	96,6	95,7	95	94,5	94	93,2	92
1	Гравий	98	97,5	97	96,6	95,7	95	94,5	94	93,2	92
2	Битум	2	2,5	3	3,4	4,3	5	5,5	6	6,8	8

После подбора оптимальных концентраций и подготовки образцов в специальных формах, были проведены испытания на сжатие и трещиностойкость (рис.. Испытания проводились на прессе ИП – 1А – 500АБ (рис.21).

Перед проверкой на сжатие и трещиностойкость, образцы продержали в стеклянной емкости с технической водой, где температура воды составляла 0°C.

После испытания образцов на сжатие выяснилось, что разрушающая нагрузка при 0°C достигается при 1,26 МПа. При испытании на трещиностойкость разрушающая нагрузка достигается при 1,6 МПа.

Рисунок 20 – Прочность рецептуры

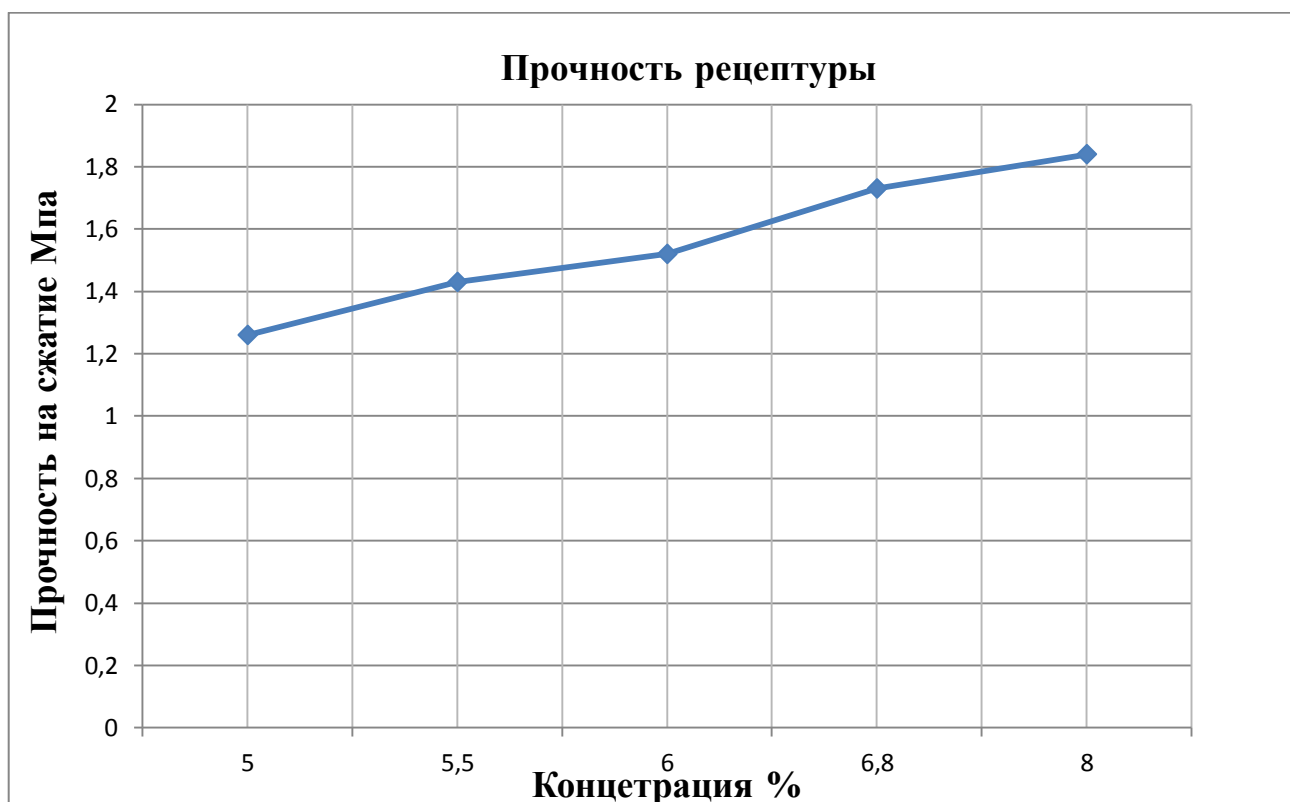
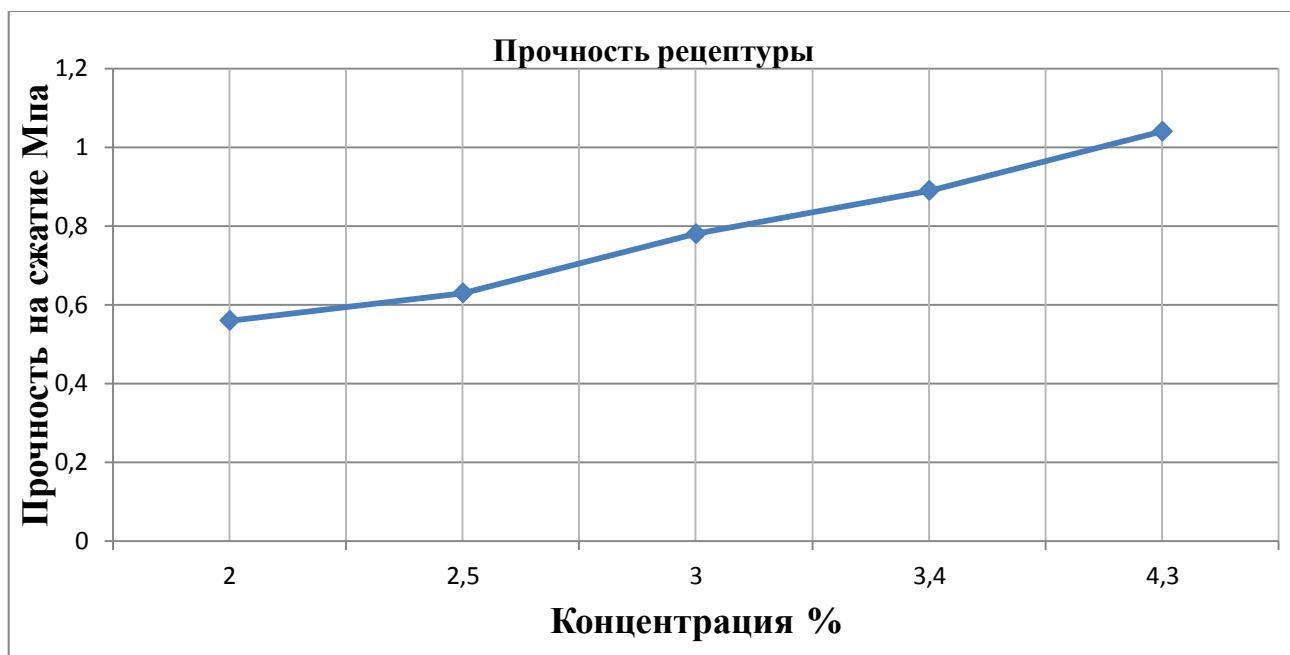




Рис. 21. Пресс ИП – 1А – 500 АБ «Универсал» ТУ427121-111-17690167-2007

После испытания образцов на сжатие, необходимо было определить оптимальный растворитель для данной рецептуры. Растворителями были выбраны следующие вещества:

1. Керосин;
2. Ацетон;
3. Растворитель 646;
4. Уайт-спирит;
5. Бензин «Калоша».

Скорость растворения в каждом из вышеперечисленных веществ отображено в таблице 4.

Таблица 4 – скорость растворения образца связанного битумом

Растворитель	Керосин	Ацетон	Растворитель 646	Уайт- спирит	Бензин «Калоша»
Время растворения	6 часов	Растворение слабо выражено	Растворение слабо выражено	1ч 51мин. 20 сек	1ч 51мин 20сек

Вывод:

Данный склеивающий реагент удовлетворяет требованиям ГОСТ 31015-2002. А также соответствуем требованиям к конструкции дезинтегрируемого гравийного фильтра при условии заправки одного из рассмотренных растворителей.

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В рамках исследования анализируется возможность гидравлического разрыва пласта с созданием гравийного фильтра на забое скважины. В данном разделе проводится расчет экономической эффективности указанного метода увеличения продуктивности скважины.

Технологии ГРП постоянно совершенствуются. При проведении многостадийного ГРП есть возможность проведения непрерывного гидроразрыва пласта отдельно в каждом интервале. В нефтяной практике существует несколько видов и технологий проведения поинтервальных ГРП в горизонтальных скважинах: установка поинтервальных песчаных мостов; использование поинтервальных пробок; использование жидких пакеров; струйный ГРП; использование сдвижных муфт (циркуляционных клапанов); использование разрывных муфт. В промысловых условиях существуют различные методы изоляции пластов в открытом горизонтальном стволе: использование пакеров гидравлической посадки ARES™, пакеров разбухающего типа. В зависимости технологии изоляции интервалов пласта, используются определенные системы закачивания проппанта в пласт для селективного разделения пластов при проведении ГРП. Есть системы многократного действия, которые открываются давлением и посадкой шара, закрываются перемещением втулки.

Одноразовая система закачки позволяет производить многократные обработки проппантом за один СПО. Циркуляционный клапан открывается только единожды. Посадочные шары сконструированы так, что обеспечивают герметичность и исключают их застревание в седле, поэтому могут быть выкачаны из скважины. Композитное покрытие рабочих деталей клапана и шаров предотвращает попадание механических примесей в отверстия циркуляционного клапана извне.

К примеру, на скважинах Кошильского месторождения многоступенчатые ГРП производили с использованием активируемых

сбрасываемых шаров типа FracPORTS. На трех скважинах проводились трехступенчатые ГРП, первоначально сбрасывался шар наименьшего диаметра. Спущенный шар ударяется о седло циркуляционного клапана (ЦК) и под создаваемым сверху давлением толкает внутреннюю втулку вниз и открывает отверстия. Отверстия блокированы ввернутыми заглушками, позволяя удерживать достаточное давление для открытия циркуляционных каналов. После открытия всех имеющихся каналов производилась закачка гелевой подушки с проведением мини ГРП и последующее основное ГРП. После проведения трехступенчатого ГРП спускались в скважины гибкие трубы, производилась промывка и извлечение или разбуривание шаров. По скважине № 902б, при первом ГРП было закачено проппанта 16/20 в количестве 25 т и получены следующие давления, максимальное давления до 40 МПа, среднее давление 20 МПа, конечное давление 17 МПа. Во втором ГРП закачено 17 т проппанта с давлениями, максимальное до 29 МПа, среднее 20 МПа, конечное 18 МПа. В третьем ГРП закачено 31 т проппанта с давлениями, максимальное до 28 МПа и конечное до 26 МПа. По расчету в каждом этапе проведения ГРП получены трещины с шириной до 2,4 мм, высотой до 31 метра и длиной до 110 метров. Это позволило достичь увеличения дебита нефти скважин в 4 и 3,3 раза соответственно.

Использование компоновок со скользящими муфтами и шарами имеют определенные достоинства. Во-первых, есть возможность проведения контроля за развитием трещины ГРП (точка инициации трещины, объем продавки), можно было увеличивать концентрацию проппанта на забое, есть возможность использование крупных фракций проппанта, можно массу проппанта не ограничивать, есть уверенная изоляция ранее стимулированных зон. [3]

Продолжительность эффекта от проведения ГРП принимается на основе данных по опытам применения ГРП на территории шельфа о. Сахалин, где было проведено ГРП нефтяных скважин. Эффект от ГРП проявился в увеличении коэффициента продуктивности скважины и получении притока нефти со средней продолжительностью эффекта 517 суток. Результаты проведения ГРП

представлены в (табл. 5). [2]

Таблица 5 – Технологический эффект от применения ГРП

Месторождение	№ скв	Результаты		
		Дебит до мероприятия, т/сут	Дебит после мероприятия, т/сут	Продолжительность эффекта, сут
Пультун - Астохское	№109	476	1075	517

В таблице 6 представлены необходимые данные для расчета затрат на производство работ.

Таблица 6 – Данные для расчета величины экономического эффекта

Показатели	Ед.измер	Количество
1	2	3
Годовой объем добычи нефти по платформе (до проведения ГРП)	т.т	1867,8
Среднесуточный дебит нефти: – до реализации мероприятия – после реализации мероприятия	т/сут т/сут	476 1075
Продолжительность технологического эффекта	сут	517
Цена реализации нефти (внутр.рынок)	руб./т	16746
Нормативное время на проведение ГРП	час	20,78
Часовая тарифная ставка – бурильщика КРС VI разряда – машиниста подъемника V разряда – помощника бурильщика IV разряда – помощника бурильщика IV разряда	руб.	320,93 290,12 230,82 230,82

Продолжение таблицы 6 - Таблица 6 – Данные для расчета величины экономического эффекта

1	2	3
Аренда спецтехники для ГРП		
– Насос MEGAFORCE MF2250HP	рубли/час	2876
– Спец.арматура устья	рубли/час	2790
– Блендер	рубли/час	2896
– Блок телеметрии	рубли/час	2987
– Блок манифольдов	рубли/час	2567
– Цистерна для реагентов 75 м ³	рубли/час	2767
– Бункер под гравий 40 т	рубли/час	2876
– Кроссовер, промывочная труба	рубли/час	2876
Объем проппанта для ГРП	т	43,9
Цена проппанта	руб./т	20820
Жидкость гидроразрыва на 1 скв-операцию,;:		
– Гель	кг	42,95
– Разрушитель геля	л	7,9
– Понизитель трения	л	389,3
– Геллиант	кг	1765,7
– Ингибитор коррозии	л	1343
Себестоимость добычи 1т нефти до проведения ГРП[2]	руб.	7150
В т.ч условно-переменные расходы[2]	руб.	2125
Налог на прибыль	%	20,0
Страховые взносы	%	30,0
Простои скважины в течении года	сут	5
Численность рабочих в бригаде КРС	чел	4
Премия	%	50
Районный коэффициент	%	180
Северная надбавка	%	80
Расстояние «база – скважина(платформа)»	км	180
Стоимость 1 часа доставки единицы спецтехники на платформу	руб	8656
Время доставки спецтехники на платформу	час	4,3

Таблица 7 - Календарный план – график работы

п\п	наименование	Сроки (недели/дата)									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Первичная работа с литературными источниками	27.10 – 07.11									
	- формулировка списка терминов по теме исследований										
	- первичная подборка литературы по теме исследований										
	- поиск патентов										
	- знакомство с содержанием первичной подборки литературы, проведение первичного анализа										
2	Первоначальная проверка результатов работы руководителем, составление плана дальнейшего литературного обзора			0.8 – 12.11							
3	Вторичная работы с литературными источниками			13-26.11							
	- диссертационные работы										
	- статьи в журналах										
	- поиск статей в материалах конференций										
	- поиск дипломов, защищенных на кафедре БС										
4	Формулирование выводов						27.11 – 04.12				
5	Вторичная проверка научным руководителем										
6	Экспериментальная часть						04 – 24.12				
7	Написание статьи										26 – 29.12

3.1 Расчет объема дополнительной добычи нефти

Планируется, что в результате проведения мероприятия будет получен дополнительный объем нефти. Дополнительный объем добычи нефти рассчитывается с использованием данных таблицы по формуле 1:

$$\pm Q_{\text{н.д.}} = Q_2 - Q_1, \quad (1)$$

где Q_1 – объем добычи нефти до ГРП; Q_2 – объем добычи нефти после ГРП.

$$\begin{aligned} Q_2 &= q_2 \cdot N_1 \cdot T_2 \cdot K_{\text{э}2} ; \\ Q_1 &= q_1 \cdot N_1 \cdot T_2 \cdot K_{\text{э}1} ; \end{aligned} \quad (2)$$

где q_1 и q_2 – среднесуточный дебит, соответственно в старом стволе и новом после проведения ГРП, т/сут;

N – количество скважин;

T_2 – продолжительность технологического эффекта, сут; $K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации.

Объем добычи нефти до проведения ГРП рассчитывается, исходя из существующих дебитов нефтяной жидкости.

Объем добычи нефти по скважине до проведения ГРП:

$$Q_1 = 476 \cdot 517 \cdot 1 \cdot 0,98 = 241170,2 \text{ т.}$$

Объем добычи нефти по скважине после проведения ГРП:

$$Q_2 = 1075 \cdot 517 \cdot 1 \cdot 0,98 = 527986,25 \text{ т.}$$

Таким образом, объем дополнительно добытой нефти по скважине составляет:

$$\Delta Q_{\text{н.доп}} = 527986,25 - 241170,2 = 286816,05 \text{ т.}$$

3.2 Затраты на аренду спецтехники

Реализация ГРП с созданием забойного гравийного фильтра требует следующих затрат. Затраты на аренду спецтехники (необходимого оборудования) и доставку оборудования на морскую платформу.

Затраты на доставку оборудования на платформу рассчитываются в зависимости от количества определенного типа оборудования – Техника для проведения ГРП, времени доставки спецтехники на платформу (из отчета предприятия и расчетного времени пути от базы до платформы) и стоимости часа доставки оборудования на платформу учитывая используемый вид транспорта. Подробный расчет затрат на доставку спецтехники на платформу представлен в (табл.8) – затраты на доставку спецтехники на платформу.

Таблица 8 – Затраты на доставку спецтехники на платформу

Вид техники	Количество, шт	Время доставки на платформу, час	Стоимость 1 часа доставки. руб	Расход топлива, л	Сумма, руб.
Насос MEGAFORCE MF2250HP	2	4,3	8656	33,4	77481
Спец.арматура устья	1	4,3	8656	33,4	38740,5
Блендер	1	4,3	8656	33,4	38740,5
Блок телеметрии	1	4,3	8656	33,4	38740,5
Блок манифольдов	1	4,3	8656	33,4	38740,5
Цистерна для реагентов 75 м ³	3	4,3	8656	33,4	116221,5
Бункер под гравий 40т	2	4,3	8656	33,4	77481
Кроссовер, промывочная труба	1	4,3	8656	33,4	38740,5
Итого					464891

Для расчета расходов на аренду спецтехники для реализации выбранного метода интенсификации притока потребуется нормативное время проведения операции по наряд заданию, количество необходимого оборудования, а также стоимость одного часа проката оборудования.

Затраты на аренду спецтехники рассчитываются по формуле 3 представлен в табл.9.

$$Z_{\text{спец}} = B_p \cdot C, \quad (3)$$

где B_p – время пробега, часы;

C – стоимость 1 часа аренды спецтехники, руб.

Таблица 9 – Затраты на аренду спецтехники

Вид техники	Количество, шт	Нормативное время по наряд-заданию, час	Стоимость 1 часа проката, руб	Сумма, руб.
Насос MEGAFORCE MF2250HP	2	20,78	2876	119526,56
Спец.арматура устья	1	20,78	2790	57976,2
Блендер	1	20,78	2896	60178,88
Блок телеметрии	1	20,78	2987	62069,86
Блок манифольдов	1	20,78	2567	53342,26
Цистерна для реагентов 75 м ³	3	20,78	2767	172494,78
Бункер под гравий 40т	2	20,78	2876	119526,56
Кроссовер, промывочная труба	1	20,78	3154	65540,12
Итого				710655,22

Все затраты на спецтехнику определяются суммированием затрат на аренду спецтехники и ее доставку на место проведения операции. Таким образом затраты на спецтехнику составят:

$$Z_{\text{спец}} = 464891 + 710655,22 = 1175546,22 \quad (4)$$

3.3 Затраты на материалы и реагенты

Расходы связанные с приобретением реагентов зависят от нормы расхода реагентов, а также же цены используемого реагента. Затраты на приобретение химических реагентов рассчитываются по формуле 5 и представлены в таблице 6 – химические реагенты и проппант для проведения ГРП, необходимые данные для расчетов представлены в таблице 6. Количество и расход компонентов на 1 скв. - операцию:

$$Z_{\text{реаг}} = N_p \cdot C_{\text{реаг}}, \quad (5)$$

где N_p – норма расхода реагента, т.;

$C_{\text{реаг}}$ – цена реагента с учетом ТЗР, без НДС, руб./т.

Таблица 10– Химические реагенты и проппант для ГРП

Реагент	Концентрация реагента	Норма расхода на 1 скв.-операцию	Цена с учетом ТЗР, без НДС руб/ед	Сумма, руб
Гель	0,51 кг/м ³	42,95 кг	560,98	24094,09
Разрушитель геля	0,094 кг/м ³	7,9 кг	459,67	3631,39
Понизитель трения	4,63 л/м ³	389,3 л	420,87	163844,69
Геллянт	20,02 кг/м ³	1765,7 л	432,34	763382,74
Ингибитор коррозии	15,98 л/м ³	1343 л	387,21	520023,03
Итого				1474975,94
Проппант		43,9 т	20820	913998
Итого				2388973,94

3.4 Затраты на оплату труда

Гидравлический разрыв пласта с установкой гравийного фильтра проводится бригадой из 4 человек в составе бурильщика КРС VI разряда, машиниста подъемника V разряда, помощника бурильщика IV разряда и второго помощника бурильщика IV разряда.

Расчет заработной платы для состава бригады представлен в (табл.11) с учетом тарифной ставки по каждому разряду, северного и районного коэффициентов, а так же временем проведения операции, которой приведена в (табл.8).

Таблица 11 – Расчет заработной платы (1 мес.)

Профессия	Разряд	Кол – во	Тарифная ставка (4 разряд), руб./час	Время проведения мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. И рай. Коэф . 180 % + 80%	Премия 50% (нет осложнений, работа окончена в срок...)	ЗП с учетом надбавок, руб
Бурильщик КРС	5	1	320,93	20,78	6668,9	17339,2	3334,5	27342,6
Машинист подъемника	5	1	290,12	20,78	6028,7	15674,6	3014,3	24717,6
Помощник бурильщика	4	1	230,82	20,78	4796,4	12470,7	2398,2	19665,4
Помощник бурильщика	4	1	230,82	20,78	4796,4	12470,7	2398,2	19665,4
Итого:		4		20,78	22290,5	57955,3	11145,2	91391,0

Из расчетов следует, что общие затраты на выплату заработной

платы рабочим составили 91391 руб.

3.5 Страховые взносы

Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды: Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и страхования от несчастных случаев на производстве

Расчет страховых взносов при проведения гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра представлен в (табл. 12).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления услуг по добыче нефти и газа, а так же предоставления прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД – 11.20.4).

Таблица 12 – Расчет страховых взносов при производстве гидравлического разрыва пласта (1 мес.)

Показатель	Бурильщик КРС	Машинист подъёмника	Помощник бурильщика	Помощник бурильщика
Кол-во работников	1	1	1	1
ЗП, руб	27342,6	24717,6	19665,4	19665,4
ФСС (2,9%)	792,9	716,8	570,3	570,3
ФОМС (5,1%)	1394,5	1260,6	1002,9	1002,9
ПФР (22%)	6015,4	5437,9	4326,4	4326,4
Страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,4%)	109,4	98,9	78,7	78,7
Всего, руб.	8312,2	7514,2	5978,3	5978,3
Общая сумма, руб:	27782,9			

3.6 Накладные расходы

Накладные расходы, которые составляют 20% от прямых затрат. Для этого все прямые затраты сведены в таблицу 8 для более удобного рассмотрения и расчета.

Затраты на проведение мероприятия рассчитываются по формуле 6 и сводятся в (табл.13):

$$Z_{\text{мер}} = Z_{\text{реаг}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{спец}}, \quad (6)$$

где $Z_{\text{реаг}}$ – затраты на закупку химических реагентов, руб.;

$Z_{\text{зп}}$ – затраты на заработную плату промышленного персонала, руб.;

$Z_{\text{соц}}$ – затраты на страховые взносы, руб.;

$Z_{\text{спец}}$ – затраты на пробег спецтехники от базы до скважины и обратно, руб.;

Таблица 13 – Затраты на проведение ГРП с установкой фильтра

Статьи затрат	Сумма, руб
Аренда и доставка спецтехники	1157304,8
Материалы	2388973,9
Заработная плата	91391,0
Страховые взносы	27782,9
Итого	3665452,7
Накладные расходы 20%	733090,5
Общая сумма:	4398543,2

3.7 Экономическая эффективность от внедрения метода

В случае добычи дополнительного объема нефти необходимо учесть, что затраты связанные с извлечением, такие затраты называются условно-переменными, рассчитываются по формуле 7 и составляют:

$$Z_{\text{доп}} = Q_{\text{н.доп}} \cdot Z_{\text{пер}}, \quad (7)$$

где $Q_{\text{н.доп}}$ – объем дополнительно добытой нефти, т;

$Z_{\text{пер}}$ – условно-переменные затраты на добычу 1 т нефти, руб/т.

$$Z_{\text{доп}} = 2125 \cdot 286916,05 = 609484106,25 \text{ руб.}$$

Далее для нахождения прибыли и срока окупаемости необходимо суммировать прямые затраты на мероприятие и условно-переменные по формуле 8:

$$З_{общ} = З_{мер} + З_{доп}, \quad (8)$$

$$З_{общ} = 4398543,2 + 609484106,25 = 613882649,4 \text{ руб.}$$

Выручка от реализации дополнительно добытой нефти находится по формуле 9:

$$В_{доп} = \Delta Q_{н,доп} Ц, \quad (9)$$

где Ц – цена реализации нефти с внутреннего рынка.

$$В_{доп} = 286916,05 * 16746 = 4804696173,3 \text{ руб.}$$

Экономический эффект является основным обобщающим показателем, характеризующим эффективность мероприятия. При оценке внедрения мероприятия определяется показатель экономического эффекта, который показывает во сколько раз стоимостная оценка результатов превышает стоимостную оценку затрат, в течении всего срока осуществления выбранного мероприятия. И определяется по формуле 10, где Р_т – стоимостная оценка результатов и З_т – стоимостная оценка затрат:

$$Э_t = P_t \cdot Z_t \quad (10)$$

Проводить определение стоимостной оценки результатов и затрат возможно несколькими методами. Первый из них применяется в том случае, когда внедряемое мероприятие позволяет увеличить объемы производимой продукции. В таком случае стоимостная оценка результатов – это прирост производимой продукции, которая оценивается в ценах, установленных предприятием. З_т представляют собой затраты на производство дополнительного объема продукции, а так же затраты на реализацию внедряемого мероприятия. Второй метод определения применяется в том случае, когда внедряемое мероприятие вносит изменения в технико-экономические показатели производства, это осуществляется посредством реконструкции или модернизации, изменения техники и технологии отдельных элементов производства, совершенствование организации или управления. В случае если

объем производимой продукции не изменяется, то P_T выражаются суммой, на которую уменьшаются затраты на производство продукции.

При изменении объема производства величина учитывает изменения объема продукции в цене предприятия на реализацию. Экономический эффект от внедрения мероприятия:

$$\mathcal{E} = B_{\text{доп}} - \mathcal{Z}_{\text{общ}}, \quad (11)$$

$$\mathcal{E} = (286916,05 * 16746) - 613882649,4 = 4190813524 \text{ руб};$$

Поскольку в данной работе рассмотрен процесс увеличения продуктивности скважины, тем самым увеличивается среднесуточный дебит и снижается себестоимость 1 тонны нефтяного продукта. Себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведения метода увеличения нефтеотдачи рассчитывается исходя из себестоимости до проведения мероприятия по формуле 12:

$$C_2 = \frac{Q_1 \cdot C_1 + \mathcal{Z}}{Q_1 + Q_{\text{н, доп}}} \quad (12)$$

$$C_2 = \frac{1867800 \cdot 7150 + 613149196,31}{1867800 + 286916,05} = 6482 \text{ руб};$$

Прибыль, полученная предприятием от внедрения метода увеличения отдачи нефти за счет добычи дополнительного объема нефти и изменения себестоимости добычи нефти определяется по формуле (прибыль балансовая):

$$\Pi_6 = (\mathcal{C} - C_2) \cdot (Q_1 + Q_{\text{н, доп}}) - (\mathcal{C} - C_1) \cdot Q_1, \quad (13)$$

где \mathcal{C} – цена реализации нефти, руб;

C_1 и C_2 – себестоимости добычи нефти до и после внедрения ГРП с установкой гравийного фильтра, руб;

Q_1 – годовой объем добычи от предприятия до внедрения данного метода, т;

$Q_{\text{н доп}}$ – дополнительная добыча нефти, т.

$$\begin{aligned} \Pi_6 &= (16746 - 6482) * (1867800 + 286916,05) - (16746 - 7150) \\ &\quad * 1867800 = 4192596737,2 \text{ руб}; \end{aligned}$$

Чистая прибыль предприятия – это балансовая прибыль за исключением налога на прибыль

$$H_{\text{пр}} = \Pi_6 \cdot \frac{H_{\text{ст}}}{100}, \quad (14)$$

где $H_{ст}$ – ставка налога на прибыль, 20%.

$$H_{пр} = 4192596737,2 * 0,20 = 838519347,44 \text{ руб};$$

Прибыль чистая:

$$П_{ч} = П_{б} - H_{пр}; \quad (15)$$

$$П_{ч} = 4192596737,2 - 838519347,44 = 3354077389,76 \text{ руб};$$

Срок окупаемости затрат на мероприятие рассчитывается по формуле 16:

$$T_{ок} = \frac{Z_{общ}}{П_{ч}} (\text{лет}) \quad (16)$$

$$T_{ок} = \frac{613149196,31}{3354077389,76} = 0,18 \text{ г} = 66,71 \text{ сут};$$

Таким образом, расчет экономической эффективности от внедрения мероприятия гидравлический разрыв пласта с установкой гравийного фильтра показывает, что его применение ведет за собой увеличение среднесуточного дебита, тем самым увеличивая прибыль предприятия, а также снижает себестоимость продукции, что также положительно влияет на прибыль.

В (табл.14) представлены технико-экономические показатели применения мероприятия, где базовый вариант – это показатели без проведения ГРП, по проекту – это показатели после внедрения данного мероприятия.

Таблица 14 – Техничко-экономические показатели проведения мероприятия

Показатели	Ед.изм.	Баз.вар	По проекту
1 Годовой объем добычи нефти	т.т	1867,8	2580,7
2 Объем дополнительной нефти	т	-	712870,6
3 Среднесуточный дебит	т/сут	476	1075
4 Продолжительность технологического эффекта	сут	-	517
5 Себестоимость добычи 1 т нефти	руб	7150	6482
6 Затраты на мероприятие, всего в том числе:	млн.руб	-	613,05
6.1 Затраты прямые, всего	млн.руб	-	3,56
из них:			
– материалы;	млн.руб	-	2,38
– заработная плата;	млн.руб	-	0,09
– страховые взносы;	млн.руб	-	0,027
– спецтехника.	млн.руб	-	1,05
6.2 Условно-переменные расходы	млн.руб	-	609,48

7 Экономический эффект	млн.руб	-	4191,65
8 Прибыль чистая	млн.руб	-	3354,08
9 Налог на прибыль	млн.руб	-	838,52
10 Срок окупаемости прямых затрат на мероприятие	сут	-	66,71

Среднесуточный дебит и себестоимость продукции от реализации мероприятия наглядно представлен на (рис.22 и 23).

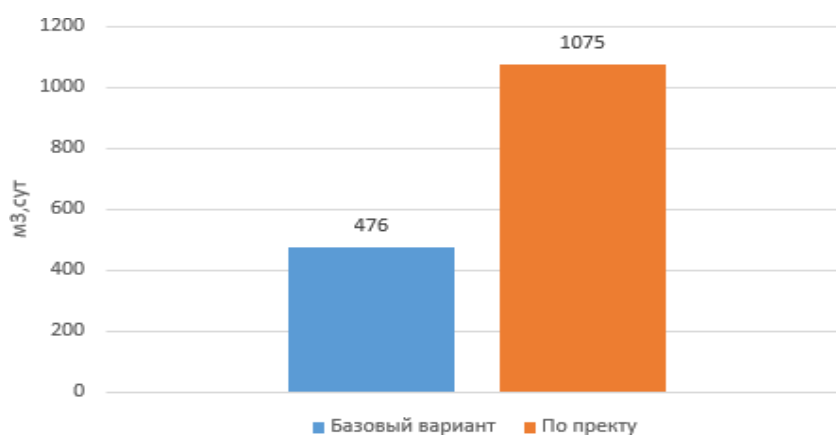


Рисунок 22 – Среднесуточный дебит

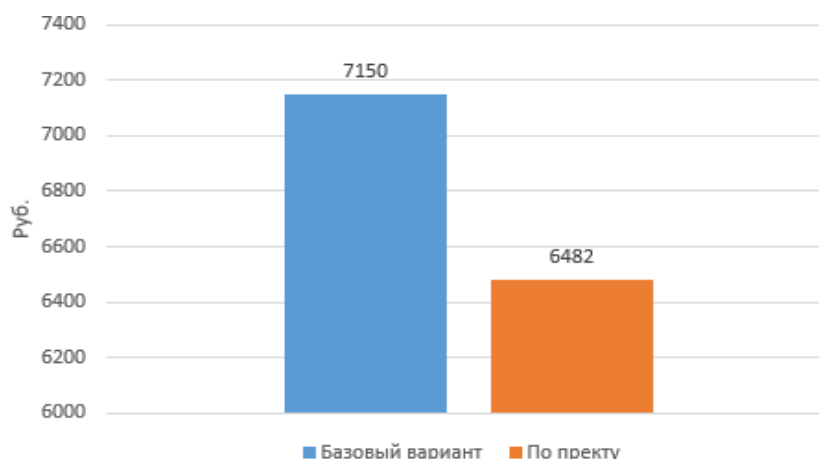


Рисунок 23 – Себестоимость добычи 1 тонны нефти

Как видно из (рис.22), проектный дебит превосходит базовый в 2,3 раза. (Рис.23) отражает снижение себестоимости на 668 руб. Таким образом, диссертантом рекомендуется реализация данного мероприятия, экономическая эффективность которого доказывается следующими моментами:

- Среднесуточный дебит увеличился с 476 т/сут до 1075 т/сут;
- Себестоимость 1 тонны нефти снизилась с 7150 руб. до 6482 руб.;
- Выручка от реализации дополнительного объема нефти составила 4804696173,3 руб.
- Чистая прибыль предприятия от внедрения данного метода интенсификации притока 3354,08 млн. руб.
- Срок окупаемости затрат на мероприятие составил 66,71 сут.

Список литературы

1. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин. – М.: «Недра-Бизнесцентр», 2003. 556с.
2. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р.. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах: Пер. с англ./ Пер. и ред. М.А. Цайгера – М: Недра, 1986г. – 176с.
3. Алексеев В.С., Гаврилко В.М. Фильтры буровых скважин. – Недра, Москва, 1967г., УДК: 628.112.4
4. Нескин В.А. Разработка и исследование композиций на основе кремнийорганического полимера для ликвидаций выноса песка в газовых скважинах: дис. на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Москва, 2016г. – 130с.
5. Арестов Б.В. Разработка и исследование техники и технологии создания гравийных фильтров в скважинах: дис. на соискание ученой степени кандидата технических наук. - Москва, 1987г. – 164с.
6. Пат. 2288351 Россия МПК С 09 К 8/56. Способ создания забойного фильтра Журавлев С.Р., Пономаренко Д.В., Фатихов В.А. и др. Заявлено. 25.05.2005; Оpubл. 27.11.2006, Бюл.№33. – 14 с.
7. Пат. 2387806 Россия МПК Е 21 В 33/138. Способ крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин Кадыров Р.Р., Сахапова А.К. и др. Заявлено. 03.04.2009; Оpubл. 27.04.2010, Бюл.№12. – 6 с.
8. Пат. 2366683 Россия МПК С09К 8/487. Состав для крепления призабойной зоны нефтяных и газовых скважин Полозенко Г.Н., Беланова Н.Г. Заявлено. 25.10.2007; Оpubл. 10.09.2009, Бюл.№25. – 7 с.
9. Пат. 5010953 США МПК Е 21 В 33/138. Sand consolidation methods Robert H. Friedman, Billy W. Sulres. Заявлено. 02.01.1990; Оpubл. 30.04.1991. – 7 с.
10. Пат. 2147332 Россия МПК Е 21В 33/138. Тампонажный материал для изоляции водопритокров в нефтяных и газовых скважинах Котельников В.А., Смирнов А.В. и др. Заявлено. 21.08.1998; Оpubл. 10.04.2000, Бюл.№10. – 6 с.

11. Пат. 7114570 США МПК E 21B 33/138. Methods and compositions for stabilizing unconsolidated subterranean formations Philip D. Nguyen, Johnny A. Barton, O. Marlene Isenberg. Заявлено. 07.04.2003; Оpubл. 03.10.2006. – 11 с.
12. Пат. 2258131 Россия МПК E21 B 43/08. Скважинный фильтр Данченко Ю.В., Рабинович А.И. и др. Заявлено. 12.01.2004; Оpubл. 10.08.2005, Бюл.№22. – 6с.
13. Пат. 2468189 Россия МПК E21 B 43/08. Скважинный фильтр Данченко Ю.В. Заявлено 15.04.2011; Оpubл. 27.11.2012, Бюл.№33 – 7с.
14. Королев, А.С. Анализ способов предотвращения интенсивного выноса песка из скважины / А.С. Королев // Современные техника и технологии бурения скважин. - №16. – С. 501-503.
15. Тананыхин, Д.С. Применение химических реагентов для снижения пескопроявления в нефтяных и газовых скважинах / Д.С. Тананыхин // Проблема геологии и освоения недр. - №10. – с. 140-142.
16. Рики Дж. Арментор, Майкл Р. Уайз, Майк Боумен и др. Предотвращение выноса песка из добывающих скважин – Новый Орлеан, Луизиана, США. – 14с.
17. СНиП 22-01-95 «Геофизика опасных природных воздействий»
18. СНиП 23–01–99 «Строительная климатология». Госкомитет РФ по строительству и жилищно-коммунальному комплексу (Госстрой России), 2000г.
19. СНиП 22-02-2003 «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения».
20. СНиП 12-03-2001 Строительные нормы и правила в Российской федерации. Безопасность труда при строительстве. Общие положения.
21. СНиП 12-04-2002 Безопасность труда при строительстве. Устройство искусственных оснований и буровые работы.
22. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
23. ГОСТ 12.0.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.

24. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
25. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
26. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
27. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
28. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями № 1, 2).
29. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
30. ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
31. Белов С.В., Морозова Л.Л., Сивков В.П. Безопасность жизнедеятельности. – М.: Высшая школа, 2001.
32. Мاستрюков Б. С. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере . Прогнозирование последствий: учеб. Пособие для студ. учреждений высш. проф. образования 2-е изд., стер. //Прогнозирование последствий-М.: Изд. центр «Академия. – 2012г.
33. Ларионов Н. М. Промышленная экология [Электронный ресурс]: учебник для бакалавров / Н. М. Ларионов. – Мультимедиа ресурсы (10 директорий; 100 файлов; 740МВ). – Москва : Юрайт, 2013. – 1 Мультимедиа CD-ROM. – (Электронные учебники издательства Юрайт) . – Электронная копия печатного издания. – Доступ из корпоративной сети ТПУ.
34. Белов, Сергей Викторович. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность) [Электронный ресурс] : учебник для бакалавров / С. В. Белов. — 4-е изд. — Мультимедиа ресурсы (10 директорий; 100 файлов; 740МВ). — Москва: Юрайт, 2013. — 1 Мультимедиа CD-ROM. — Бакалавр. Базовый курс. — Бакалавр. Углубленный курс. — Электронные учебники издательства Юрайт. — Электронная копия печатного

издания. — Доступ из корпоративной сети ТПУ. — Системные требования: Pentium 100 MHz, 16 Mb RAM, Windows 95/98/NT/2000, CDROM, SVGA, звуковая карта, Internet Explorer 5.0 и выше. Схема доступа: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2013/FN/fn-2440.pdf>

Приложение А
(справочное)

Gravel packing

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Попов Т.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хорев Владимир Сергеевич	К.т.н.		

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	К.ф.н		

Gravel Packing

According to Saucier, a gravel pack is a downhole filter designed and used to prevent or block the production of unwanted formation sand and solid. Saucier added the formation sand is normally being held properly in a place by gravel pack sand which is held in place with a sized screen. In order to determine the needed gravel pack size, a core sample from the formation and sand formation must be examined with a view to determine the median grain size diameter and grain size distribution [10]. There have been a number of publications detailing the best possible option to be used in selecting gravel pack size to control the production of sand formation.

When the median grain size of the gravel-pack sand, D_{50} , is no more than six times larger than the median grain size of the formation sand, D_{50} . The upper case D refers to the gravel, while the lower case refers to the formation sand. The basis for this relationship was a series of core flow experiments in which half the core consisted of gravel-pack sand and the other half was formation sand. The ratio of median grain size of the gravel-pack sand and median grain size of the formation sand was changed over a range from 2 to 10 to determine when optimum sand control was achieved. In carrying through this experiment, the procedure provides measuring the pack permeability with each change in gravel size and comparing it to the formation's initial permeability. In this, if the final permeability is equal to the initial permeability was the same as the initial permeability, we could say that effective sand control achieved. On the other hand, if the final permeability was less

than the initial permeability, it suggests that the sand formation was invading and plugging the gravel pack permeability. This provides that sand control could be achieved under this condition. But at the same time, it would decrease the well productivity [9].

Frac-Pack

Frac-Pack is a mixture of hydraulic fracturing, and gravels packing, that is why it is called frac-pack stimulation. The frac pack treatment pumped down the tubing and into the crossover tools. The crossover tools direct the flow into the space between the casing and the pipe, called the annulus. The slurry flow down the screens and the casing into the perforated zone, this treatment fit the conventional high

permeable treatment, with the exceptions that the treatment is designed to screenout at the end of the stage to ensure the maximum re-stressing of the formation [6]. Frac-pack completion components are illustrated in Figure 1 Below.

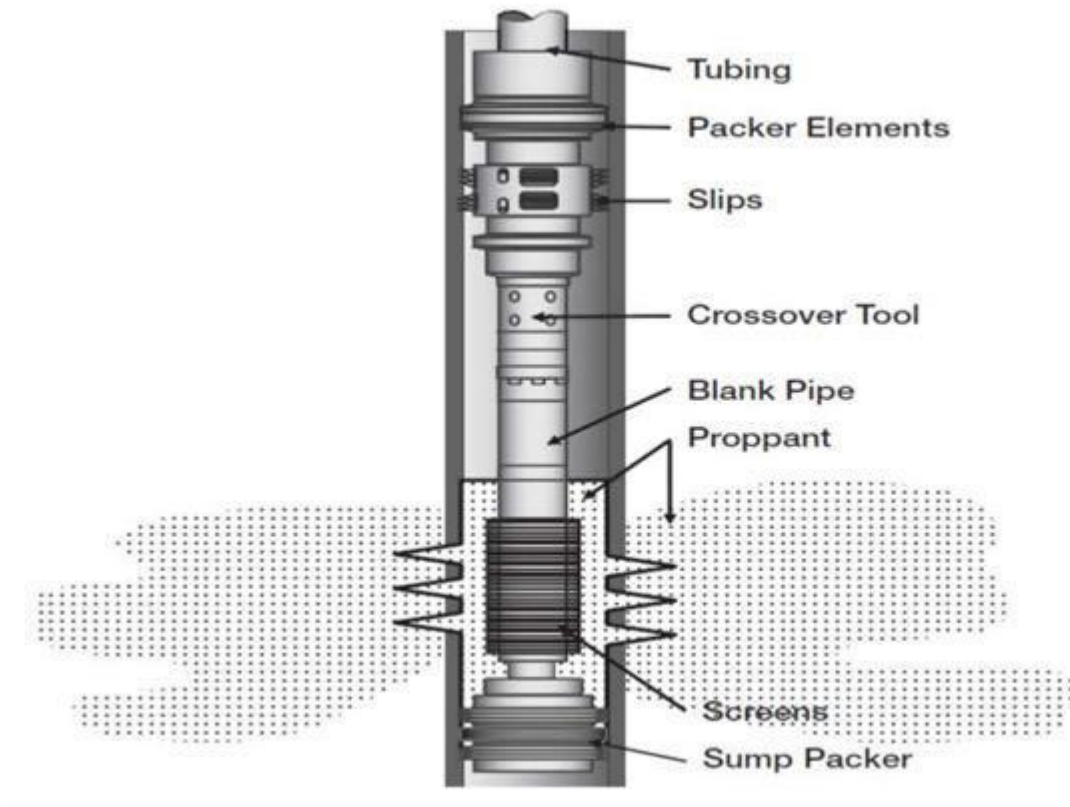


Figure 1: Typical components of a frac completion [7]

History of Gravel Pack

It is important to trace, briefly the history of gravel pack and its application. The gravel pack's first frac-pack projects were conducted in the Gulf of Mexico in the early 1980s. These treatments of the gravel pack were similar to hydraulic fracturing in its design and execution. The gravel pack result longer, narrower fracture, which not similar to the wider shorter fracture off frac pack treatment. This method was not accepted by the operators because of the fact that the initial production result was not encouraging or economically viable.

The first and successful tip-screedout (TSO) gravel pack pumped in the late 1980s, this pumping was done in sandstone formation. These early TSO treatments placed short, wide fractures. Further advances by companies including BP and Pennzoil led to equipment and technique innovations that helped to extend the length and width of the fractures to give much higher sustained production rates than were typically seen in gravel-packed wells [7]. Early frac packs were pumped at about 10

bbls/min with proppant concentrations up to 12 lbm/gal to give total proppant quantities up to 40,000 lbm.

However, industry demands for increased pump rates, higher proppant volumes, and the move to the more-abrasive ceramic proppant materials led to increased erosional forces on downhole crossover tools [9].

Service companies and scholars has over the years came up with significant technical progress and tools that can comfortably carry through and cope with the gravel pack technology.

Presently, drilling industries do places frac packs at 50 bbl/min, with 12 lbm/galUS proppant concentrations and a total proppant quantities in excess of 200,000 lbm[12]. Initially candidates selected to be treated by frac pack technique were screened using different qualifiers to help ensure that success is achieved in carrying through the job. There are advantages associated with the Net Present Value (NPV), reservoir management, time period for commercial production, reduced intervention, and lower operating costs which quickly became clearly seen to operators to accepted to use this technology [9]. Operator commonly use frac pack as their completion case and in doing this, they must have arrived at a certain conclusion that using the sand control technique is significant in this frac pack process (Ray & Mariano (2007). Part of the advantage of the later opinion of the operators was that the frac-pack technique helps to solve some of the problems and risk associated with the stability of a formation and near-wellbore positive skin or damage, water production and water injection for pressure maintenance [9] Figure 2 shows the relative sand face areas for gravel packing, high-rate water packing, and frac-packing.

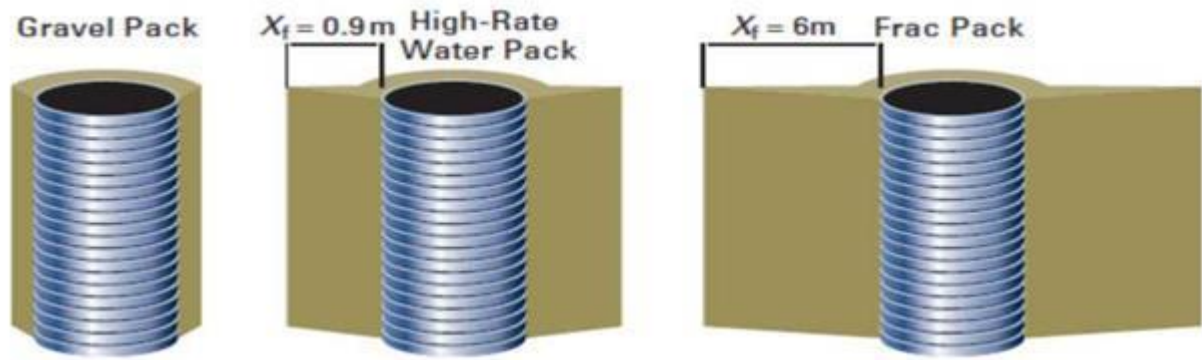


Figure 2: Relative Sand Face Areas for Gravel Packing, High-Rate Water Packing, and Frac Packing [8]

Sand Control

In this process, the first step to be taken in completion design in an unconsolidated or weak sand formation is the necessity to have knowledge of the formation's strength. The sand grains in general could move due a number of factors especially forces due to coupled drag. There are other factors that could influence formation strength, which could amount to six different phases.

For example, pressure, and drag forces, which are commonly believed that they could influence formation strength, such as drilling and completion; clean up; initial production at maximum rates; shutdown, start-up and production at pressure depletion [5]. Normally gas well operations is known and used in minimizing sand movement that focused on the prevention of flux rates so as to control erosion, thereby limiting the chance of high production in the initial production rate loads at a startup to reduce the invasion of screen or gravel pack by fines or formation solids [5].

The need for gas control for gas wells is important concern that would over time grow as the exploration is gradually moving into complex formation especially coal and shale. Gas control for gas wells is a critical concern that will grow as the exploration is increasingly driven into more complex formation such as coal and shales. King and O'Connell suggested that the best way to effect sand control is to achieve the sand control without introducing any mechanical obstruction such as gravel and screens. King and O'Connell added that production skins in sand control completions range as low as 0-3 for open hole gravel pack and frac-pack, to skin of 10 to 15 for cased hole gravel packs with gravel interface outside the casing. Figure 3

illustrates the type of sand control completion methods being used in the industry, such as external or open hole gravel pack, cased hole gravel pack, screen only, internal, and frac-pack [9].

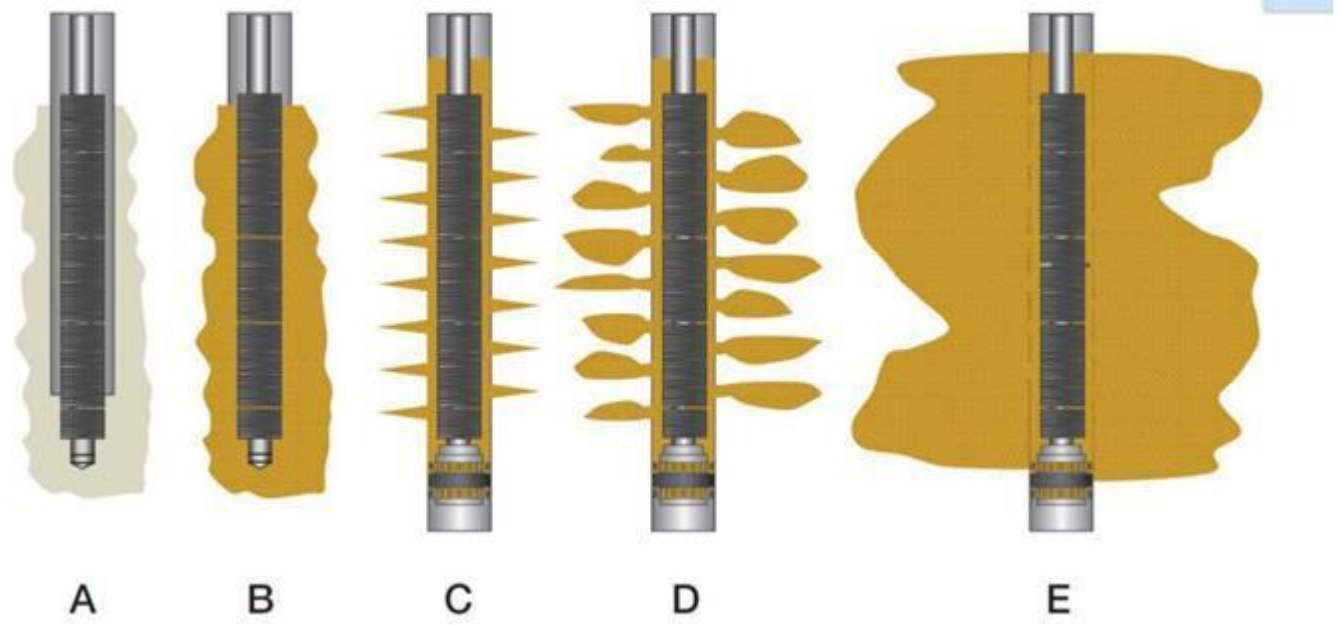


Figure 3: Sand control completions methods: A. Screen only External C. Open hole gravel pack internal or cased hole gravel pack D. High-Rate gravel pack E. Frac-pack. [9]

ALLPAK

A new and superior gravel packing method called ALLPAK™. for alternate path gravel packing, is reported here. It has been found that gravel packing problems associated with formation of sand bridges in the annulus outside the screen can be eliminated by adding alternate flow paths for slurry flow. The alternate paths are provided by perforated shunts or secondary piping placed in the annulus, usually by attaching the tubes to the screen. Laboratory gravel pack simulator tests indicate that essentially complete annulus packs can always be obtained, even in cases where current methods provide very poor pack efficiencies. This paper describes the laboratory experiments and field tests which verify the advantages from this new concept.

A new completion method is described which solves the classical problem of sand bridging in conventional gravel packing. Provision of properly designed alternate slurry flow paths, through shunts or secondary piping placed in the annulus, eliminates almost all of the voids seen with common gravel packing procedures. The

results from laboratory testing done on a 30-ft full-scale gravel pack simulator indicate 95-100% gravel pack efficiencies as compared to 65-80% obtained with conventional procedures, where both efficiencies are estimated by visual observations. In addition to providing superior gravel packs, the new method, called ALLPAK, for alternate path gravel packing, also permits wider ranges in slurry rheology and pumping rates.

Field test results from U.S. Gulf Coast offshore wells validate and extend the laboratory observations. The classical problem in gravel packing occurs when premature sand bridges form in the annulus between the sand retainer screen and the casing wall, for an in the casing gravel pack, or the formation, for an open-hole gravel pack. The bridges usually form either at the top of the screen or adjacent to zones of higher permeability. Once a bridge forms, slurry flow past that point ceases, leaving an incomplete pack below the bridge. Many mechanical variations for gravel packing apparatus have been developed or proposed for avoiding sand bridging, and a large body of literature exists reporting studies of the effects of gravel packing variables such as fluid rheology, pumping rates, sand density and concentration, etc.

However, major problems still exist, especially where long intervals and/or highly deviated wells are involved. This work describes apparatus and methodology for alternate path gravel packing which can eliminate bridging problems. The key to the new approach is the addition of alternate paths for slurry flow adjacent to the screen. These could either be inside or outside the screen, although the mechanical assembly is much simpler if the alternate paths are placed in the annulus. The alternate paths consist of small separate tubes or pipes attached to the screen and perforated with small holes every few feet. Slurry can either be injected directly into the tubes, or the tubes can be left open at the top of the annulus to act only as shunts.

Figures 4 and 5 illustrate the concept. Ultimately, injecting the slurry directly into the tubes may prove to be the preferred arrangement because this would provide a more orderly, controllable, and predictable process.

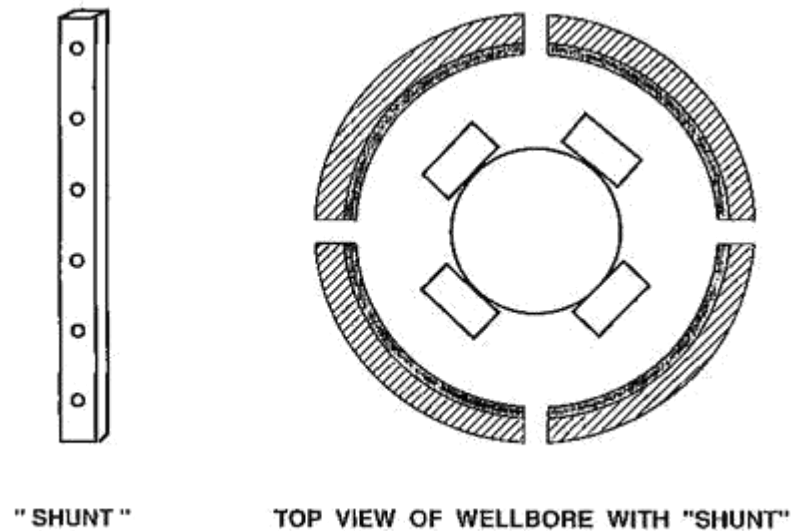


Figure 4 ALLPAK (Alternate Path Gravel Pack) Mechanism [10]

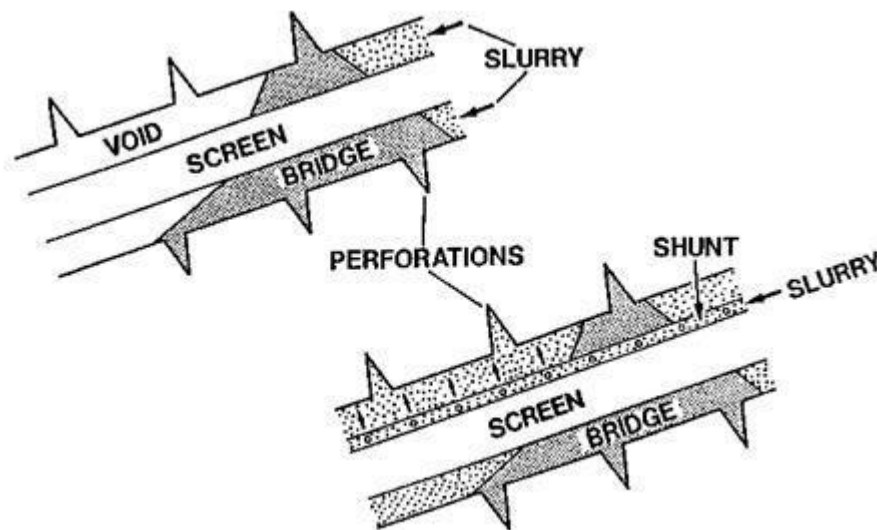


Figure 5 Schematic of ALLPAK™ Assembly [10]

LABORATORY TESTS ALLPAK™ A series of tests were run on Baker Sand Control's 6.2 in. The 18-ft perforated length simulates 12 shots/ft, with each 0.7 in. I.D perforation backed by a 2.5 in. long 0.7 in. I.D. tube packed with 20/40 mesh sand to simulate the formation.

The simulator can vary in inclination between 0 and 90° but most of the runs were made in a horizontal position to provide the most difficult packing conditions. Pertinent results are summarized in Table 1 [10].

Table 1 - Summary of ALLPAK™ Testing on Gravel Pack Simulator [10]

Summary of ALLPAK™ Testing on Gravel Pack Simulator

Test	No. of Shunts (-)	Comments	Pack Type (-)	Shunt Size (in)	Hole Size (in)	Hole Density	Pack Efficiency (-)
1	0	w	circulation				75
2	2	w	circulation	0.824	3/16	2 per 1'	90
3	2	w	squeeze	0.824	3/16	2 per 1'	100
4	0	x	circulation				80
5	0		squeeze				70
6	2		circulation	0.75	1/8	1 per 1'	90
7	2		squeeze	0.75	1/8	1 per 1'	100
8	2	w	circulation	0.824	1/8	1 per 2'	95
9	2	x	circulation	0.824	1/8	1 per 2'	95
10	2	y	circulation	0.824	1/8	1 per 2'	95
11	0	z	sque-circ				65
12	4		circulation	1X0.5	3/32	1 per 2'	95
13	4		circulation	1X0.5	3/32	1 per 2'	98
14	4		sque-circ	1X0.5	3/32	1 per 2'	98
15	4	x,z	sque-circ	1X0.5	3/32	1 per 2'	99
16	4	z	circulation	1X0.5	1/16	1 per 4'	95
17	4	z	sque-circ	1X0.5	1/16	1 per 4'	95

The first set of experiments listed in Table 1 were the initial experiments made in an attempt to verify the alternate path concept. The base case was previously known to provide incomplete packing and was repeated here for comparison purposes. Although the shunt runs were relatively successful, the packing mechanics were haphazard with slurry running in and out of shunt holes almost at random. From this it was surmised that the shunt holes were too large and that there were too many holes. [10]

In the second set of experiments, the goal was to investigate the use of 36# XC/1000 gal. clarified gel rather than 40# HEC/1000 gal. and to improve shunt hole designs. The two base cases were run to provide comparisons for both squeeze and circulation positions. As an afterthought, one run was made using water as a carrier fluid with approximately the same results. The use of 0.75" I.D. tubes rather than 0.824" I.D. occurred because the 0.824" tubes were not immediately available. The small size variation did not alter results in any noticeable way.

The final set of experiments were made after a field apparatus design was tentatively identified. Rectangular shunts were chosen in order to maximize the clearance in the annulus while still retaining substantial shunt tube cross sectional area for slurry delivery. The squeeze-circulation experiment was chosen as a standard

in order to simulate use of a differential valve. Four shunts set at right angles were chosen to assure that two shunts would always be at the top of the apparatus. The runs with 40/60 sand were made to study the effects of settling on the packing mechanism. The smaller holes were investigated to find how small the holes can be with minimal possibility of plugging.[10]

A separate set of tests were run where up to 300 ft long shunt tubes were laid out on pavement and slurry was injected directly into the tubes. From these tests, it was found that the XC gel and 40/60 sand can be delivered several hundred feet at shunt flow rates of less than 0.2 bbls/min.

FIELD TESTS ALLPAK™ Two U.S. Gulf Coast offshore wells were chosen for the first field tests. Each well provided a specific challenge for the new method. Well #1 was only inclined at 45° from vertical but had two productive zones separated by more than 50 feet of shale. The upper 18-ft perforated zone was much more permeable than the lower 9 ft zone, and the lower zone's estimated reserves were too small to justify a separate completion. Well #2 was inclined at 64° and had 190 feet of perforations in a 220-ft zone of highly variable quality [10].

The ALLPAK™ design for Well #1 included three joints of 2 3/8 inch screen with four half inch by one inch rectangular shunts attached and perforated every three feet with 3/32 inch holes. One joint of blank pipe with blank shunts was placed above the top of the screen. The connectors between individual screen joints are key elements in obtaining shunt fluid transmission continuity. Figure 6 provides an external view of the connectors.

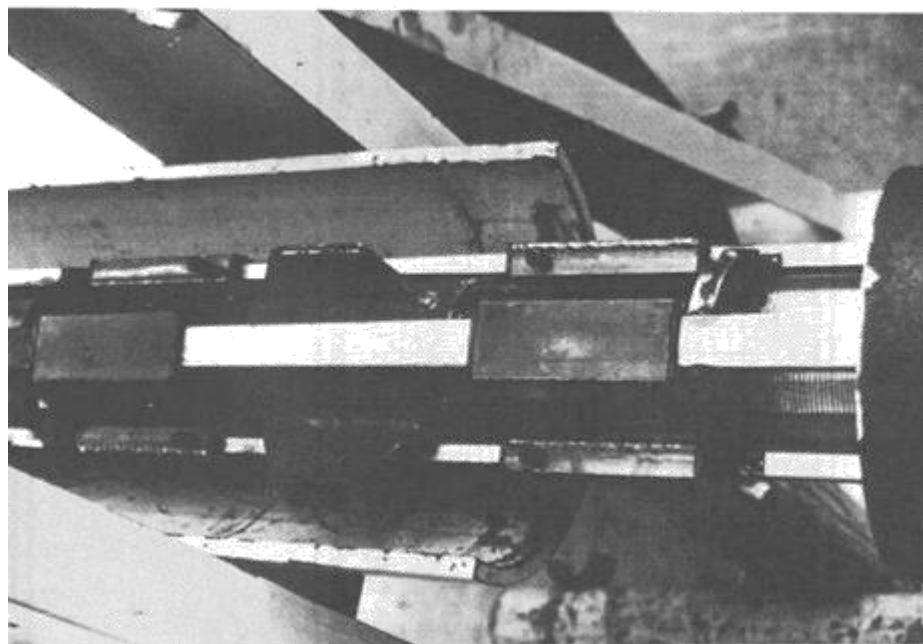


Figure 6 Field Type Shunt Connectors [10]

An internal O-ring assembly at each end of each connector assures a good pressure seal. Failure of a seal ends a shunt's effectiveness below that location. A connector is attached to the end of each shunt tube and the short length of shunt tube between the two end connectors allows for adjustment to slightly variable shunt and screen combinations. Additional installation time required to run an ALLPAK™ assembly has been about 15 minutes per joint. Most of the extra time is associated with making the connections.

Well #1 was initially packed at 3.5 bbls/min with 8 lbs/gal 40/60 sand, and a 40 cp, nearly Newtonian fluid. A lower tattle tale and 300 psi differential valve were used. Since the packing pressure was at approximately the fracture gradient, fracturing apparently occurred and a second batch of slurry was required. The second batch was pumped at approximately 1.5 bbls/min and a 2500 psi sand-off was soon achieved. The total amount of sand placed behind the pipe was approximately 0.65 cu ft/ft of perforated interval, much above the 0.2 to 0.25 normally expected for a superior gravel pack. It is currently speculated that the shunts facilitate fracturing along the entire perforated length when the fracture gradient is exceeded. Work is underway to exploit this advantage.

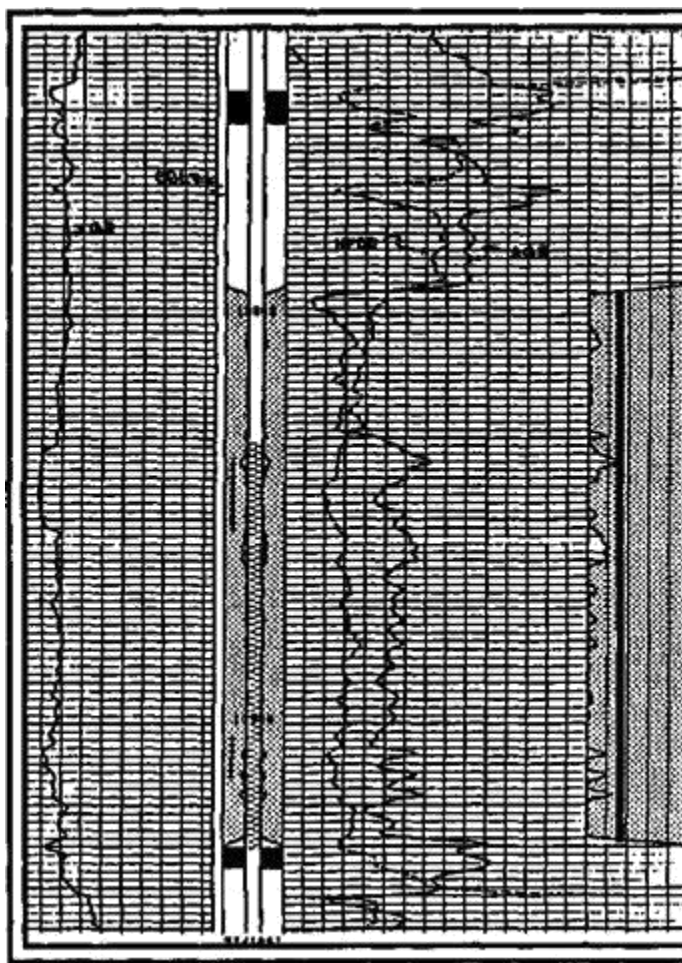


Figure 7 Well #1 with ALLPAK™ [10]

Figure 7 shows a silicon activation gravel pack log for Well #1. Although a standard analysis indicates some possible small voids, this is misleading, since no known mechanism exists to provide voids at and slightly above the very top of the upper screen. The most likely situation is that the added steel of the shunt tubes and normal statistical variations in silicon activation logs account for the occasional log interpretations of deviations from 100% packing efficiency. In addition, the shunt tube stand-off from the screen is not uniform and occasionally a shunt will lie directly against the screen. This also will tend to cause variation in the silicon activation log. The vertical line on the log indicates the position of the almost certainly packed zone at the top of the screen. In all probability, the annulus was completely packed. The apparatus design for Well #2 varied primarily in that two of the shunts had 3/32 inch holes at 5-ft intervals over the entire length and the other two had holes every 5 feet only over the bottom 100 feet of the perforated

interval. Holes were offset so that at least one hole occurred every 2.5 feet across the pay zone. This design followed long tube experiments which showed that unperforated shunts provide excellent slurry transport along the unperforated length.[10]

Well #2 was packed with the same methodology used for Well #1, except that 36 #XC/ 1000 gal. clarified gel was used as the carrier fluid. It was felt that the high inclination angle and excessive length required a longer sand settling time than was needed for Well #1. No problems were encountered either in running the screen or pumping the slurry for Well #2. One noteworthy occurrence was that approximately 10 minutes after the slurry reached the crossover, a rapid 300 psi pressure rise was observed. At that point, the pump rate was dropped to 2.25 bbls/min and the pumping pressure stabilized at approximately the initial value. Pumping continued at this rate and pressure for another 8 minutes, at which time pumping pressure began to rise again, with a high pressure (2600 psi) sand-off occurring 3 minutes later. It is speculated that the first pressure rise indicated formation of a complete annulus bridge near the top of the completion interval, and the later somewhat steady rise indicated dehydration of the pack for this relatively viscous carrier fluid. Figure 8 shows a silicon activation gravel pack log covering the top 145 feet of the 220-ft screen. [10]

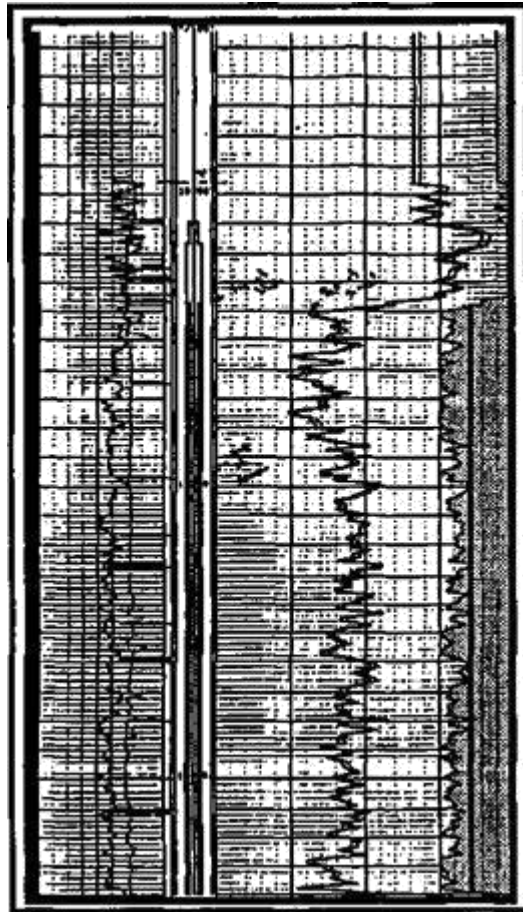


Figure 8 Well #2 with ALLPAK™ [10]

The previous comments regarding packing efficiency once again apply. The logging tool wouldn't slide below this level and was not forced lower for fear of retrieval problems. Once again, within our evaluation capability, the pack appears to be complete over the logged interval. Approximately 0.24 cu ft of sand was placed per foot of perforated interval.

Both test wells were put on production and flowed efficiently with little drawdown. As a result of these successful completions, reserves not otherwise available were added for Well #1 and the cost of breaking the zone into two completions was saved for Well #2. Following these excellent test results, the new procedure was adopted as a standard operation. Six more zones have since been completed with packing results similar to the test wells.

Premium screens Premium screens were originally developed for stand-alone installations in horizontal wells rather than a gravel-packed completion; however, this type of screen has been installed in several wells worldwide in combination with a grave pack. Proprietary designs are premium designs that surpass

the performance of either a standard wire-wrapped screen or a prepacked screen in their ability to resist plugging and erosion and are equipped with torque-shouldered connections to permit rotation. These screens have a single layer or multiple layers of woven wire mesh, sometimes sintered, forming a resilient filter and providing weld integrity and mechanical stability. Mesh screens maintain their strength during installation without altering the filter pore openings. With drainage layers, and an optimized design of basepipe perforations, these screens evenly distribute flow across the full area of mesh and reduce the risk of plugging at the screen face.

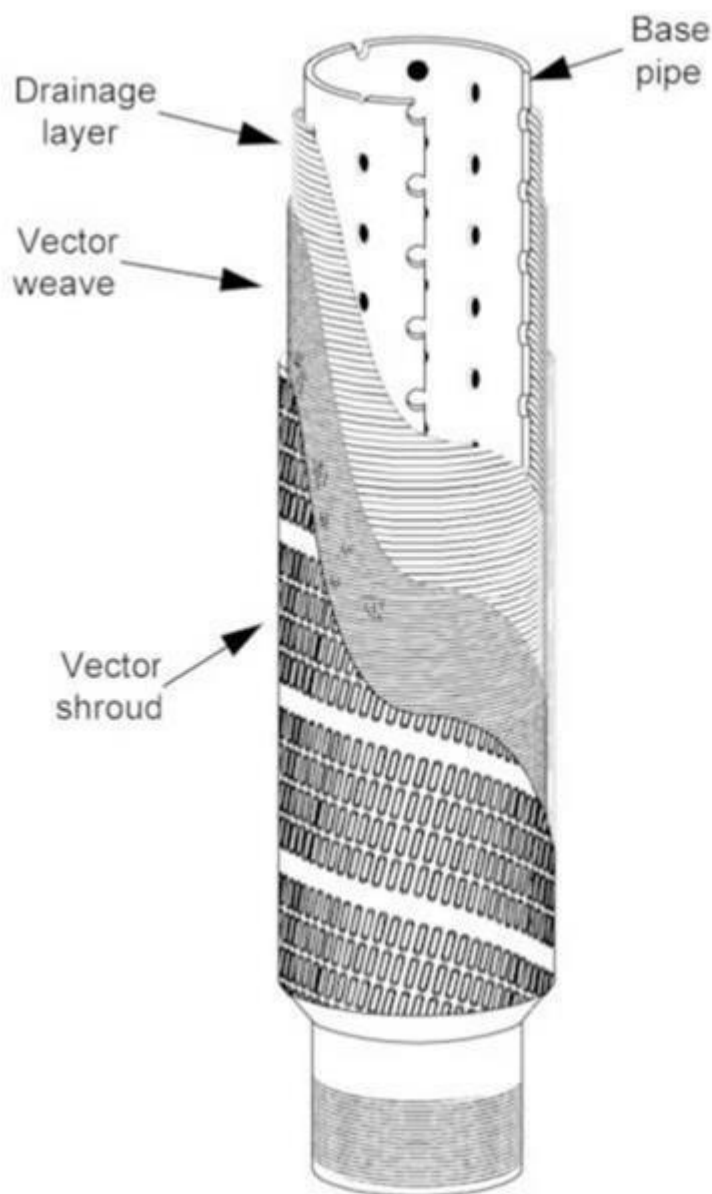


Figure 9 Premium screen [4]

These type of screens have increased inflow areas to as much as 30% of the surface area of the screens which is significantly more than wire wrapped screens.

The materials used and the designs differ from conventional wire-wrapped screens. They consist of various designs like:

- Lattice
- Dutch weave
- Porous membrane
- Sintered metal
- Corrugated weave

Parametric sensitivity studies of gravel packing – Master thesis by Rune Bergkvam 25 Commonly used weave pattern are:

- Plain square (fig 10, A)
- Plain Dutch (fig 10, B)
- Twilled squared (fig 10, C)
- Twilled Dutch (fig 10, D)

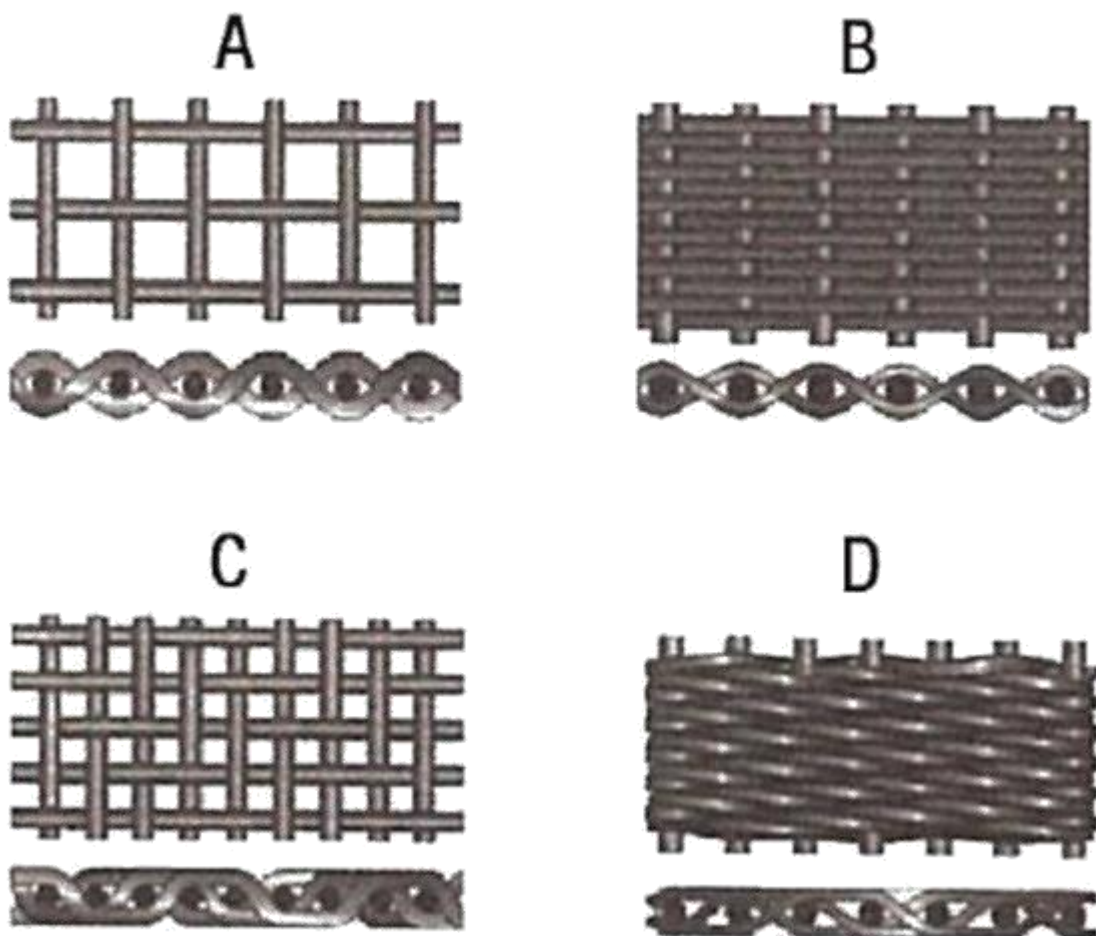


Figure 10 Weave patterns for premium screens [5]

The logic used in these designs was that they were better than wire wrap screens because these screens have inflow areas of about 30% compared to about 5% to 10 % with wire wrapped screens.

Alternate path screens

The classical problem in gravel packing occurs when premature sand bridges form in the annulus between the sand retainer screen and the casing wall, for a cased hole gravel pack, or the formation, for an open-hole gravel pack. The bridges usually form either at the top of the screen or adjacent to zones of higher permeability. Once a bridge forms, slurry flow past that point ceases, leaving an incomplete pack below the bridge.

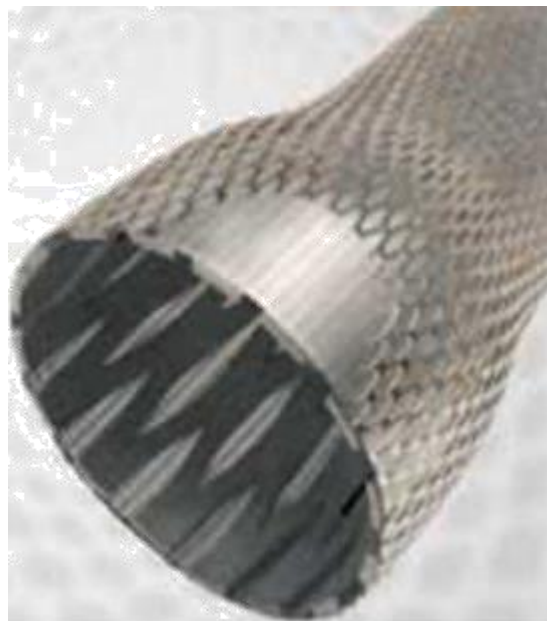


Figure 11 Expandable screens [13]

Many mechanical variations for gravel packing apparatus have been developed or proposed for avoiding sand bridging, and a large body of literature exists reporting studies of the effects of gravel packing variables such as fluid rheology, pumping rates, sand density and concentration, etc. However, major problems still exist, especially where long intervals and/or highly deviated wells are involved.

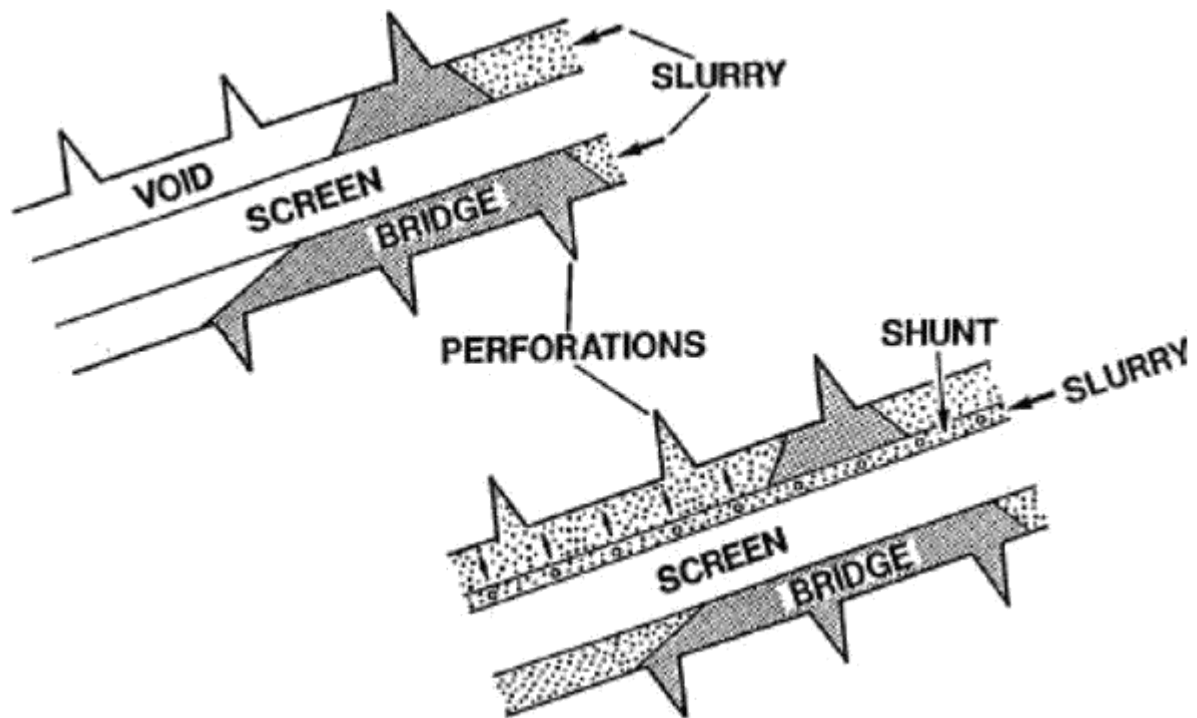


Figure 12 Gravel pack with alternate path technology [16]

A way to solve this issue is to use alternate path gravel packing which can eliminate bridging problems. In this system, there is an additional alternate path for slurry flow adjacent to the screen. This path could either be inside or outside the screen, although the mechanical assembly is much simpler if the alternate paths are placed in the annulus. The alternate paths consist of small separate tubes or pipes attached to the screen and perforated with small holes every few feet (shunts). Slurry can perforate through small holes every few feet and overcome a potential bridge between the screens and the open hole. This system also accepts high losses during the gravel pack operation which also could be a big challenge when running a standard setup. Some of these systems requires a viscous carrier fluid for the gravel pack.

The methods of monitoring sand production

Whatever sand exclusion method that is adapted, it cannot be guaranteed that they will work indefinitely. Consequently, it is essential that the sand content of the produced fluids be monitored so that if a well starts producing sand it can be shut-in before subsurface or surface equipment becomes blocked or damaged. The methods of monitoring sand production can be batch, probe or downhole sand detection. The batch monitoring system is the cheapest method of sand monitoring. It involves periodically taking a sample of produced fluid from the well head, filtering out and

washing the sand, drying it and weighing it [4, 5]. Unfortunately, this method can be inaccurate because of the random nature of sand production, particularly if the well is slugging or on intermitted pump. However, if a greater weight of sand is collected over a longer sampling period after passing a known quantity of produced fluid through a filter, better accuracy may be obtained. The probe monitoring involves a continual monitoring and leads to a greater accuracy than periodic observation. Sand probes may be used to shut in a well or to monitor and record the quantity of sand produced [5]. These probes can be mechanical probe, sonic probe or piezo-electric probe. The downhole sand detection uses a system known as SANFLOG, which operates on the same principle as the SAFLO detector [5] to detect sand influx in a dry or wet gas wells or single liquid phase wells. The system can also be used as a listening device operating on audio signals between 0.3 and 10 KHz [6]. This dual capability allows the operator to use the tool to listen for flow from producing interval while simultaneously recording sand impacts. If only part of the producing formation is contributing to sand production, the operator may elect to selectively treating the specific zone.

Open hole gravel pack

Gravel packing is a commonly applied technique to control formation sand production from open-hole oil and gas wells. In a gravel pack completion, a screen is placed in the well across the productive interval and specially sized, high permeability gravel pack sand is mixed in a carrier fluid and circulated into the well to fill the annular space between the screen and the formation. The size of the gravel pack sand is selected to prevent formation sand invasion and the size of the screen openings are selected to retain the gravel pack sand. A complete gravel pack in the open-hole/screen annulus creates a very stable, long lasting downhole environment where only well fluids (not formation sand) are produced. Gravel packing has been successfully applied in conventional wells for several decades, and increasingly, the technique is being applied in extended-reach open-hole horizontal wells. Horizontal gravel packing is process intensive and requires special attention to drill-in fluid selection, well displacement and service tool operation to ensure successful gravel placement and well productivity. Specialized downhole tools facilitate circulation of

the gravel pack sand in place. The tools create a circulating path for the gravel slurry down the workstring, out into the annulus below a packer and down the annulus outside the screen. The screen retains the gravel and the carrier fluid flows into the screen, up the washpipe, out in the annulus above the packer and back to surface. The washpipe extending down inside the screen directs the point of fluid returns to the end of the screen. As well deviation increases, large washpipe becomes a critical factor in achieving complete gravel fill around the outside of the screen. Test data and field experience show that the washpipe OD to screen ID ratio needs to be approximately 0.8. The large OD washpipe restricts the amount of carrier fluid that diverts into and flows down the screen/washpipe annulus. The gravel is round natural or synthetic material that is small enough to exclude formation grains and particles from production, but large enough to be held in place by screens. Gravel packs are operationally challenging to install, however, when successfully installed, they prevent the formation from collapsing. Skin effects is a challenge for gravel packs (both open hole and cased hole). This dimensionless factor is calculated to determine the efficiency of the production by comparing the actual conditions with the theoretical conditions. A positive skin value means that it exist some kind of effect that is impairing the well productivity, while a negative value means enhanced productivity. Placement of gravel-packs can lead to high positive skin values in a well. This is often due polymer based carrier fluid invading the formation or insufficient cleanup of wellbore prior to gravel palcement, which may lead to a detrimental pressure drop between the formation and the well. Open hole gravel packs can be subdivided into two main forms: circulating packs and alternate path (shunt tubes). Both can be used with wire wrapped screens and mesh (premium) screens. Figure 14 shows a schematic of an openhole gravel pack

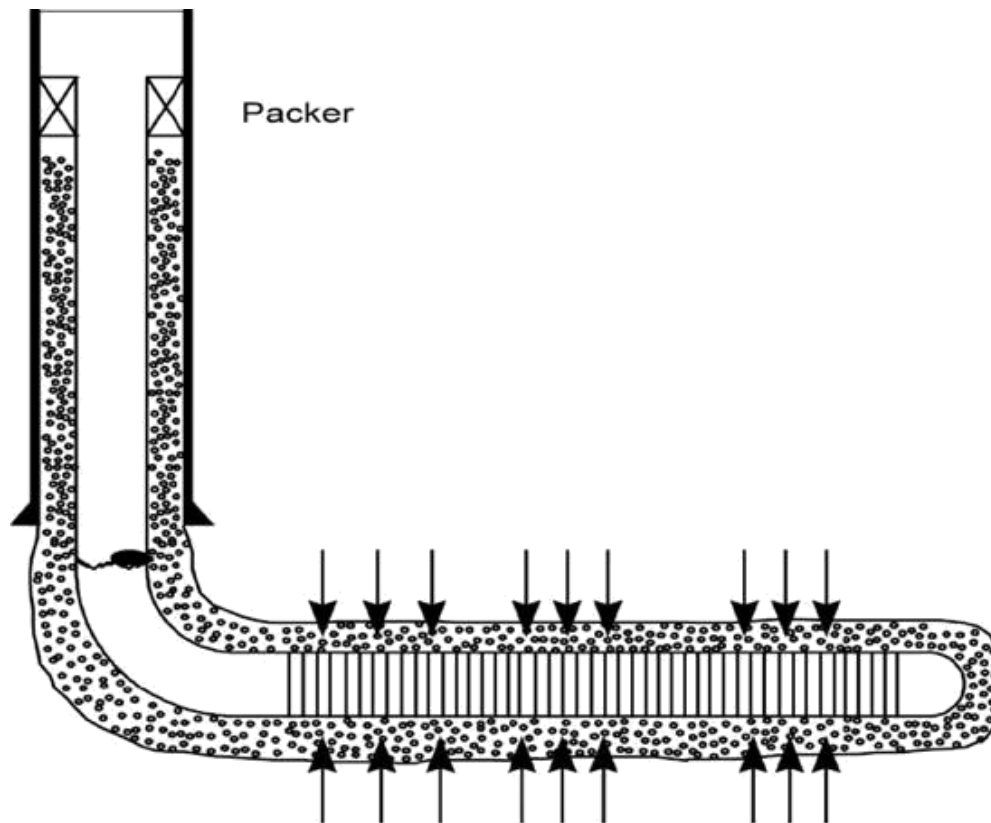


Figure 14 Open hole gravel pack with pre packed screens [4]

Cased hole gravel pack

Cased hole gravel pack use similar techniques to open hole gravel packing. This includes using similar tools, similar rates and they have the same desire to be able to squeeze and circulate. In cased hole gravel packs it is desired to be able to squeeze and circulate. If pure circulation is done, it will lead to the perforations not being packed. To achieve squeezing, the BOP is closed to restrict the return flow. However, circulation will assist in getting the gravel to the toe of the interval for long intervals. Further, pre-packing the perforations prior to running the screens can aid in the placing of gravel into the perforations. Tubing conveyed guns in the hole can be used for pre-packing.

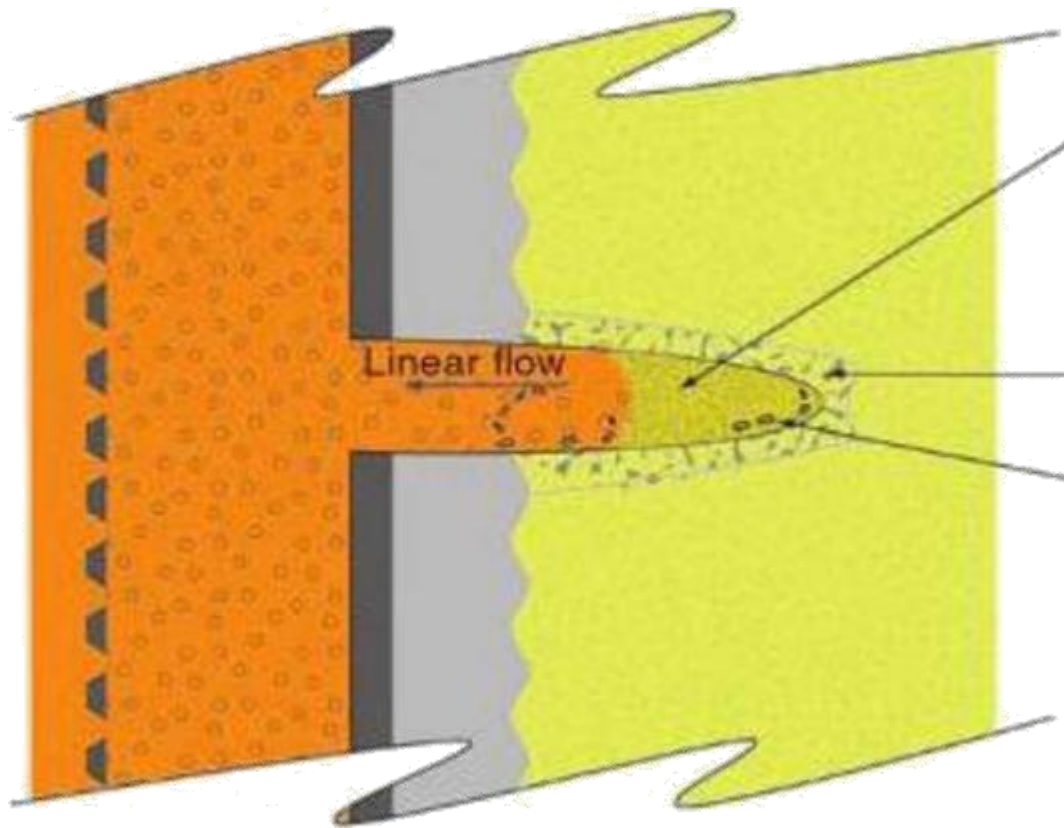


Figure 15 Invasion of gravel into an open perforation [6]

Disintegratable gravel pack

Since the designs of the filters are not very efficient, they are complex in production and installation in the well, it is necessary to develop an optimal method of gravel delivery to the downhole without these drawbacks. The most suitable option for creating a filter part of technological wells is to lower a bundle of gravel in a bound state that dissolves in a hydrocarbon medium or in other known solvents, while having a strong structure. Such a filter is called a disintegratable gravel filter. Advantages of using this technology over other options of gravel dumping:

- Reliability of gravel pack delivery.
- Prevention of sedimentation of gravel above the filter zone (in cracks, caverns and narrowings of the wellbore).
- Dense and uniform shrinkage of gravel along the height and perimeter of the water intake of the filter (prevention of voids).

- The labor costs for the construction of the well are reduced.
- The possibility of differentiating gravel pack fractions by size.

After carrying out the search for the gluing reagents and analyzing their properties, possible formulations of a gluing reagent for the manufacture of a disintegratable gravel filter have been modeled, which were to be investigated by the experimental method.

CONCLUSION

An analysis was made of the existing technology of gravel packing in the filter zone of the well, the requirements for the design of the gravel filter, as well as the scheme of operational faces with its use were developed. Experimental studies have the following conclusions:

1. Based on the results of the experimental studies it was found that bitumen-rubber mastic do not meet the requirements for gluing gravel. Because of the presence of plasticizers do not give a strong structure. At high temperatures, the structure becomes loose.

2. Construction bitumen completely satisfied the requirements, to create a solid structure of the disintegrated gravel pack, and also demonstrated a long, but complete dissolution in all of the above solvents.

3. BF-2 glue showed the best results in the production speed, dissolution rate, as well as in strength characteristics. A significant disadvantage is the complete immunity to such solvents as oil and white spirit. However, in certain solvents (acetone, 646), the dissolution rate is times higher than bitumen.

4. It is impossible to single out the best of the two binding materials unequivocally, but it is possible to separate these prescriptions according to the application specialization. So bitumen is ideal for use in oil wells. It does not require the injection of an additional solvent (the hydrocarbon medium serves as a solvent). BF-2 is also preferably used in gas wells. It is necessary to pump the solvent, and in such conditions, BF-2 will show a better dissolution rate and a more economical assembly of this technology from the point of view of time.

5. The optimum solvent for formulations that meet the requirements is - solvent

6. He demonstrated the best dissolution rate and the most economically advantageous